VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ

Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií

Ústav elektroenergetiky

SIMULAČNÍ DYNAMICKÝ MODEL ELEKTRIZAČNÍ SOUSTAVY

Habilitační práce

Brno 2017 **Ing. Karel Máslo, CSc.**

Obsah

Předmluva **2**
Tisková konvence **2**
Publikace **3**
1. Úvod **4**
1.1. Cíl a členění práce *4*
1.2. Elektromechanické přechodné děje a dynamika ES *5*
2. Základní model ES **5**
2.1. Model sítě *6*
2.2. Model synchronního stroje *7*
2.2.1 Metoda řešení soustavy algebraicko-diferenciálních rovnic ES 8
3. Modely budicích a pohonných systémů synchronních generátorů **10**
3.1. Budicí systémy *10*
3.1.1 Regulátor buzení 11
3.1.2 Systémový stabilizátor 12
3.1.3 Omezovač statorového a rotorového proudu 12
3.1.4 Sekundární regulátor jalového výkonu 12
3.2. Modely poháněcích zařízení *13*
3.2.1 Parní turbína 13
3.2.2 Vodní turbína 13
3.2.3 Paroplynový cyklus 14
3.2.4 Vznětový motor s přeplňováním 14
3.2.5 Větrná turbína 15
3.2.6 Regulátor turbíny 16
4. Systémové regulací P/f a U/Q a další prostředky pro řízení ES **17**
4.1. Model sekundární regulace P a f *17*
4.2. Model automatické regulace napětí v pilotním uzlu (ARN) *18*
4.3. Modely automatik a logik *18*
4.4. Automatické přepínání odboček trafa (HRT) *19*
4.5. Model obecného regulátoru *19*
4.6. Model UPFC *20*
5. Modelování nesynchronně připojených zdrojů **21**
5.1. Model synchronního stroje s permanentními magnety a plno-výkonovým měničem *21*
5.2. Model fotovoltaické elektrárny *22*
6. Využití dynamického modelu ES **23**
6.1. Integrace výpočtového jádra MODES do dispečerského tréninkového simulátoru DTS *23*
6.2. Využití výpočtového jádra i pro odhad dynamické stability v reálném čase *28*
6.3. Využití výpočtového jádra pro výpočet charakteristických hodnot zkratových proudů *28*
7. Verifikace dynamických modelů **29**
7.1. Specifické zkoušky startu ze tmy a zatěžování bloku *29*
7.2. Monitorovací systém bloků a poruchové záznamy ochran *30*
7.3. Měření WAMS *33*
7.4. Porovnání výsledků výpočtů různými programy *34*
7.5. Simulační ověření účinnosti systémových stabilizátorů *36*
7.6. Vypínací zkoušky bloků *36*
8. Využití dynamického modelu pro výuku a výzkum **37**
8.1. Modely pro krátkodobou dynamiku *37*
8.2. Model pro střednědobou dynamiku *39*
8.3. Model pro dlouhodobou dynamiku *40*
9. Závěr **41**
Reference **41**

Klíčová slova: elektromechanické přechodné děje, krátkodobá dynamika, střednědobá dynamika, dlouhodobá dynamika ES

Předmluva

Tato habilitační práce shrnuje autorovy zkušenosti a poznatky, které získal během své praxe od ukončení disertační práce na téma Stabilita synchronního stroje v r. 1985, přes působení ve Výzkumném ústavu energetickém až po současnou pozici vedoucího oddělení Analýz přenosové soustavy v ČEPS, a.s. V práci je zúročena účast v mezinárodních pracovních skupinách CENTREL, CIGRE a ENTSO-E, a v několika mezinárodních výzkumně-vývojových projektech. Řada poznatků byla publikována na konferencích a v časopisech a rovněž implementována v řadě výpočetních programů používaných pro přípravu i řízení provozu. Práce tyto poznatky v ucelené formě koncentruje s důrazem na přehlednost a srozumitelnost výkladu.

Autor tímto děkuje všem, kteří přispěli svými připomínkami a podněty ke zkvalitnění textu práce a své rodině za trpělivost, kterou měla s autorem při psaní nejen této práce, ale i během desítek let tvůrčího procesu.

Tisková konvence

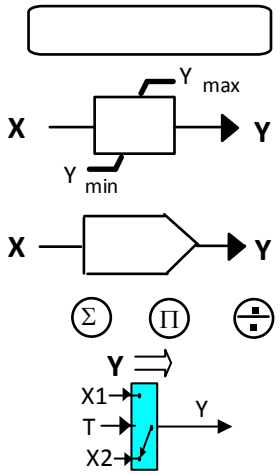
V popisu jsou dodržována následující pravidla pro popis symbolů, veličin a parametrů:

Y	tučné písmo pro popis matic a sloupcových vektorů a klíčových slov
$\underline{X}$	podtržené písmo pro komplexní čísla
arg{$\underline{X}$}	argument komplexního čísla
P	kurzíva pro poměrné hodnoty
p	proměnná v Laplaceově transformaci
j	imaginární jednotka komplexních čísel
Δ ,° ,*	označení přírůstku, derivace podle času a komplexně sdružené číslo

V dalším seznamu je význam některých indexů:

" '	označení rázové a přechodné hodnoty
d q	index pro složky d q Parkovy transformace
f z	fázová a zadaná hodnota
G, B, T	označení veličin generátoru, budiče a turbíny nebo transformátoru
n 0 k	hodnota jmenovitá, naprázdno a nakrátko.

Pro kreslení blokových schémat jsou používaný tyto symboly:



Makroblok bez podrobné specifikace

Přenos s omezením

- v bloku je zadána přenosová funkce y/x=f(p) nebo nakreslena přechodová charakteristika jako odezva na vstupní jednotkový skok

Nelinearita nebo funkční závislost

- popis je ve formě grafu nebo analyticky y=f(x)

Sčítací, násobící a dělící člen

Vstup vazební veličiny

Přepínač

Y=X1 pro T>0 a Y=X2 pro T≤ 0

Seznam zkratek:

CE	kontinentální Evropa
CENTREL	byla skupina středoevropských provozovatelů přenosových soustav (ČR, Maďarsko, Polsko a Slovensko)
DLL	dynamicky linkovaná knihovna
DMES	výpočetní jádro dynamického modelu ES, používané v síťovém simulátoru MODES a v DTS
DTS	dispečerský tréninkový simulátor používaný provozovatelem české přenosové soustavy
ENTSO-E	reprezentuje 43 provozovatelů přenosových soustav z celé Evropy, vzniklo za účelem plnění záměrů Evropské unie
ES	elektrizační soustava
FvE	fotovoltaické elektrárny
HVDC	High Voltage Direct Current – přenos stejnosměrným proudem
OZE	obnovitelné zdroje energie
P a f	činný výkon a frekvence sítě
PI	proporcionálně integrační (regulátor)
PST	Phase Shifting Transformer
SVC	Static VAR Compensator
U a Q	napětí sítě a jalový výkon
UCPTE	sdružení pro koordinaci výroby a přenosu elektrické energie (zaniklo v r. 1999 změnou na UCTE)
UCTE	sdružení provozovatelů přenosových sítí kontinentální Evropy (zaniklo v r. 2009 integrací do ENTSO-E)
UPFC	Unified Power Flow Controller

Publikace

Součástí habilitace je šest připojených příspěvků na mezinárodních konferencích a tři články v impaktovaných časopisech, které dokumentují vývoj dynamického modelu ES:

I. I. Petruzela, Z. Piroutek, K. Maslo: Nuclear power plant in an island operation, 32nd Universities Power Engineering Conference UPEC, pp. 613-616, Manchester1997, ISBN 978-0952316558
II. K. Maslo, J. Andel: Dynamic simulation of the nuclear power plant auxiliaries, 4th Int. Conf. on Advances in Power System Control, Operation and Management APSCOM, pp. 707-706, HongKong 1997, ISBN 05379989
III. K. Maslo, J. Andel: Gas Turbine model using in design of heat and power stations, IEEE PowerTech, pp. 89-94, Porto 2001, ISBN 978-078037139-2
IV. K. Máslo: Distance protection model for network simulators, 14th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference MELECON, pp. 694-699, Ajaccio 2008, ISBN 978-1-4244-1633-2
V. K. Máslo, M. Kolcun: Load-frequency control management in island operation, Electric Power Systems Research, 114, pp. 10-20, (2014), ISSN 0378-7796
VI. K. Máslo, R. Pestana, K. Strunz, S. Moroni, P. Centeno: Innovative grid and generation technologies for future European power system, 12th Int. Conf. on the European Energy Market, Lisabon 2015, ISBN 978-1-4673-6692-2
VII. K. Máslo: Impact of Photovoltaics on Frequency Stability of Power System during Solar Eclipse, IEEE Transactions on Power Systems, 31 (5), pp. 3648-3655 (2016), ISSN 0885-8950
VIII. K. Maslo, A. Kasembe, S. Moroni, R. Pestana: Frequency stability modelling of the future continental Europe power system, 52nd International Universities' Power Engineering Conference UPEC, Heraklion 2017
IX. K. Maslo, A. Kasembe: Mitigation measures for photovoltaics retrofit, přijato k publikaci v IEEE Transactions on Sustainable Energy (2017), ISSN 19493029

Příspěvek I ukazuje možnost propojení dynamického modelu ES (výpočetního jádra programu MODES) s podrobným modelem jaderné elektrárny Dukovany (použitým pro výcvikový simulátor DYJE). Je zde popsán koncepčně model ES, který obsahuje nejen základní komponenty sítě a elektrárenského bloku, ale i systémové regulace (P a f, U a Q), frekvenční odlehčování zátěže a unikátní koncept automatiky, která umožnuje simulovat např. relé a ochrany.

Příspěvek II prezentuje využití pokročilého programu MODES pro výpočet přechodných dějů v napájení vlastní spotřeby jaderné elektrárny a pro návrh ochran. Je zde vyjmenováno využití síťových simulátorů pro výuku, výcvik obsluhy elektráren a dispečerů, návrh a testování zařízení, analýzu provozu a rozvoje soustavy a odhad bezpečnosti provozu. Je zmíněna forma DLL, kterou lze využít pro samostatné aplikace s vlastním uživatelským rozhraním, pro výuku neuronové sítě, pro testování sekundární regulace U a Q, pro odhad bezpečnosti provozu soustavy a jako výpočtové jádro pro simulátor elektrárny.

Příspěvek III vymezuje délku výpočtu (sekundy až hodina) a velikost výpočetního kroku (10-100 ms) pro **elektromechanické přechodné děje**. Jsou zde prezentovány i podrobné modely primárních pohonů (parní, vodní, plynové turbíny a spalovacího motoru) včetně porovnání simulovaných a měřených přechodných dějů při odlehčení do stavu naprázdno nebo naopak skokovém zatížení v izolovaném provozu. Taková verifikace dynamických modelů je alfou a omegou jejich tvorby a použití. Popsaný unikátní algoritmus výpočtu soustavy algebraicko-diferenciálních rovnic prodlužuje integrační krok simulace **elektromechanických přechodných dějů** až k 50 ms.

Příspěvek IV ukazuje roli distančních ochran v analýze dynamické stability a popisuje jejich modely, které verifikuje porovnáním simulovaných a měřených průběhů během reálné poruchy v soustavě. Je demonstrováno využití dynamického modelu při analýzách typu „Co by se stalo, kdyby distanční ochrany nezafungovaly správně?".

Článek V vysvětluje fundamentální principy tzv. regulace ostrovního provozu, který byl implementován na parních a vodních turbínách před připojením soustavy CENTREL k UCPTE. Takové řešení je v Evropě ojedinělé a případová studie rozpadu propojení UCTE v r. 2006 ukazuje, že taková regulace by mohla zabránit poklesu frekvence v západním ostrově a působení frekvenčního odlehčování zátěže.

Příspěvek VI seznamuje s výzkumným projektem e-Highway 2050. Síťový simulátor MODES byl v tomto projektu používán jako nástroj pro analýzu frekvenční stability. Jsou prezentovány jednoduché testovací modely pro demonstrování dynamického chování budoucího synchronního propojení kontinentální Evropy sítí s novými prvky jako UPFC, HVDC, OZE a akumulací energie.

Článek VII prezentuje **dlouhodobou dynamiku** synchronního propojení CE v souvislosti s částečným zatměním Slunce z 20. 3. 2015. Na šestiuzlovém modelu byla analyzována frekvenční stabilita během dopoledne od 7 do 12 hodin. Model umožňoval simulaci proměnlivosti výroby ve fotovoltaických elektrárnách v Německu, Itálii, ČR, západní a východní části propojení během zatmění, změnu zatížení podle denního diagramu a činnost primární, sekundární a terciární regulace P a f. Porovnání simulovaných a měřených proběhů frekvence potvrdilo věrohodnost modelu.

Příspěvek VIII na univerzitní konferenci obsahuje podrobný popis jednouzlového modelu synchronního propojení CE, který umožňuje výpočty frekvenční stability včetně zapojení OZE a HVDC do regulace frekvence podle požadavků evropských síťových kodexů.

Článek IX se zabývá frekvenční stabilitou synchronního propojení CE v souvislosti s řešením tzv. problému 50.2 Hz (rizikem vypnutí velkého množství FvE frekvenčními ochranami při náhodném zvýšení frekvence sítě nad hodnotu 50.2 Hz). Článek analyzuje vliv různých předpokladů (setrvačnost a zatížení soustavy) na výsledky výpočtů **střednědobé dynamiky**. Rovněž je prezentováno dočasné nápravné opatření ve formě uvolnění dodatečné regulační rezervy při překročení frekvence 50.2 Hz na konvenčních elektrárnách v ČR, než bude uskutečněn retrofit FvE (změna nastavení frekvenčních ochran na hodnoty 47.5 a 51.5 Hz v souladu s evropským kodexem [2]).

1. Úvod

Současná doba je charakterizována rychlým technickým rozvojem, institucionálními a strukturálními změnami. To se odráží i v odvětví elektroenergetiky. Narůstá komplexnost problémů, které je třeba řešit při provozu elektrizační soustavy, ať již ve stadiu plánování, řízení v reálném čase nebo při následném vyhodnocování. Komplexnost problémů vyplývá z těchto tendencí:

- části elektrizačních soustav jsou propojovány do větších celků[1]
- oddělení segmentů odvětví elektroenergetiky – výroby, přenosu, distribuce a dodávky elektřiny (tzv. unbundling)
- roste využívání nových technologií, což vede k diversifikaci zdrojů (paroplynové cykly, větrné elektrárny nebo FvE)
- v síti se objevují moderní silnoproudé elektronické prvky[2]
- rostoucí elektrifikace zvyšuje požadavky na spolehlivost a bezpečnost provozu[3]
- roste využití stávajících prvků, neboť výstavba nových je obtížná[4] a investičně náročná
- vnitřní trh s elektřinou vede k přenosům výkonů na velké vzdálenosti a k proměnlivosti toků výkonů[5]
- moderní informatika umožňuje zdokonalit metody řízení[6], čímž vznikají nové a složité řídicí vazby
- moderní elektronické spotřebiče zvyšují nároky na kvalitu elektrické energie (stálost U a f, obsah vyšších harmonických).

Elektrizační soustava (ES) je vzájemně propojený soubor zařízení pro výrobu, přenos, transformaci a distribuci elektřiny, včetně měřicích, ochranných, řídicích, informačních a telekomunikačních systémů. Elektrizační soustava tvoří tedy složitý fyzikální celek, v kterém probíhají neustále přechodné děje zajišťující rovnováhu mezi výrobou a spotřebou. Tyto přechodné děje mají široké spektrum od velmi rychlých rázových (vlnových) a elektromagnetických dějů, přes rychlé děje elektromechanické až po pomalé děje termodynamické. Tyto fyzikální děje jsou pak doplněny regulačními ději, které mohou mít opět charakter rychlý (např. primární regulace) nebo pomalý (např. sekundární regulace).

Složitost ES vede k potřebě využívat moderní výpočetní prostředky - výkonné počítačové programy zprostředkující poznání chování složitého systému, jakým elektrizační soustava je. Takové programy nacházejí uplatnění při projektování zařízení, plánování rozvoje, přípravě provozu, výcviku provozního personálu (dispečerů), výuce studentů a dokonce i při vyhodnocování bezpečnosti provozu v reálném čase. Znalost dynamického chování ES v čase umožní její lepší využití a zvýšení bezpečnosti provozu. Z praktických důvodů se provádí rozdělení dynamiky ES a obvykle se řeší zvlášť rychlé děje rázové/elektromagnetické a pomalejší děje elektromechanické.

Ve své práci se zaměřuji na tyto pomalejší **děje elektromechanické**, pro jejichž řešení byl vytvořen obecný dynamický model ES (DMES), který tvoří výpočetní jádro pro jednotlivé aplikace jako je síťový simulátor MODES, dispečerský tréninkový simulátor DTS nebo v budoucnosti využívaný dynamický odhad stavu soustavy používaný pro řízení v reálném čase. Slovo dynamický znamená, že výsledkem simulačních výpočtů je časový průběh fyzikálních veličin.

Připravované Nařízení komise EU o pravidlech provozu přenosové soustavy [1] obsahuje ustanovení o provádění výpočtů dynamické stability off-line a v případě potřeby ve všech fázích přípravy provozu (tedy i on-line). Rovněž Nařízení obsahuje článek s požadavkem tréninku dispečerů v prostředí, které simuluje dispečerské pracoviště a síťový model, jehož podrobnost odpovídá úkolům výcviku (jinými slovy se jedná o dispečerský tréninkový simulátor).

Podle platného Evropského síťového kodexu pro požadavky na připojení výroben k ES [2] se mají schopnosti výrobních modulů od výkonu 1 MW výše s ohledem na frekvenční stabilitu a umělou setrvačnost prokazovat i simulací na dynamickém modelu. Znalost dynamických modelů je tedy důležitá a verifikované modely budou hrát svou roli i v budoucnosti.

1.1. Cíl a členění práce

Cílem práce je nastínit vývoj výpočetního jádra dynamického modelu ES. Počátek vývoje sahá do poloviny osmdesátých let 20. století, kdy vznikl program MODES pro potřebu výuky studentů na Katedře elektroenergetiky ČVUT FEL. V dalších desetiletích se program dále rozvíjel zdokonalováním jednotlivých komponent pro potřeby praxe. V první dekádě 21. století započal vývoj dynamicky linkované knihovny DMES pro použití v dispečerském síťovém simulátoru DTS. Tím však vývoj nekončí a připravuje se využití výpočtového jádra pro dynamický odhad stavu soustavy.

Práce je rozdělena do osmi kapitol včetně úvodní první kapitoly. V druhé kapitole je popsána základní kostra modelu ES a algoritmy pro jeho řešení. V třetí kapitole jsou ukázány principy tvorby dynamických modelů budicích a pohonných systémů pro synchronní generátory. Čtvrtá kapitola popisuje základy systémových regulací P a f, U a Q, nadstavbové modely ochran, externích stabilizátorů a regulátorů, automatik a logik. Pátá kapitola seznamuje s koncepcí modelování nesynchronně připojených zdrojů. Šestá kapitola se věnuje integraci výpočtového jádra do dispečerského tréninkového simulátoru a naznačuje budoucí vývoj dynamického modelu ES směrem k on-line výpočtům dynamické stability. Sedmá kapitola se zabývá verifikací dynamických modelů. Závěrečná osmá kapitola ukazuje využití dynamického modelu pro výuku a výzkum.

---

[1] 18. října 1995 byl propojen systém CENTREL zemí střední Evropy se systémem UCPTE zemí západní Evropy, v říjnu 2004 byly znovu propojeny dvě oddělené synchronní zóny UCPTE, v září 2010 připojeno Turecko ve zkušebním provozu.

[2] např. usměrňovače a střídače pro HVDC, zařízení pro kompenzaci a řízení toků výkonů (SVC a UPFC), střídače pro FVE

[3] nutnost zabránit šíření poruch v síti a zajistit schopnosti provozu zdrojů v ostrovních režimech a obnově napájení

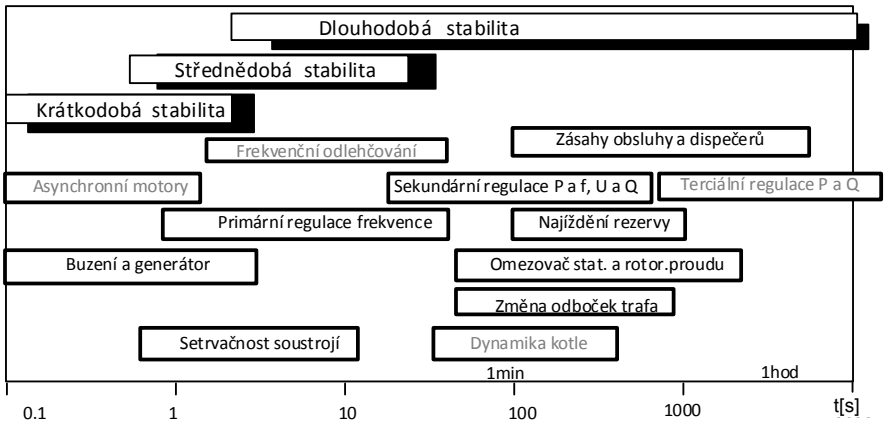
[4] vzhledem ke složitosti vyřizování majetkových poměrů, tlaku veřejného mínění a ekologických iniciativ

[5] zatímco dříve byly výměny výkonů mezi regulačními oblastmi stálé (založené na dlouhodobých smlouvách), dnes dochází v rámci denního Evropského trhu s elektřinou k velkým hodinovým změnám obchodních výměn

[6] komunikační a počítačová technika zdokonaluje řízení jednotlivých prvků i systému jako celku

1.2. Elektromechanické přechodné děje a dynamika ES

Model ES, kterým se práce zabývá, je elektromechanický a proto jej hned v úvodu popíšeme podrobněji.

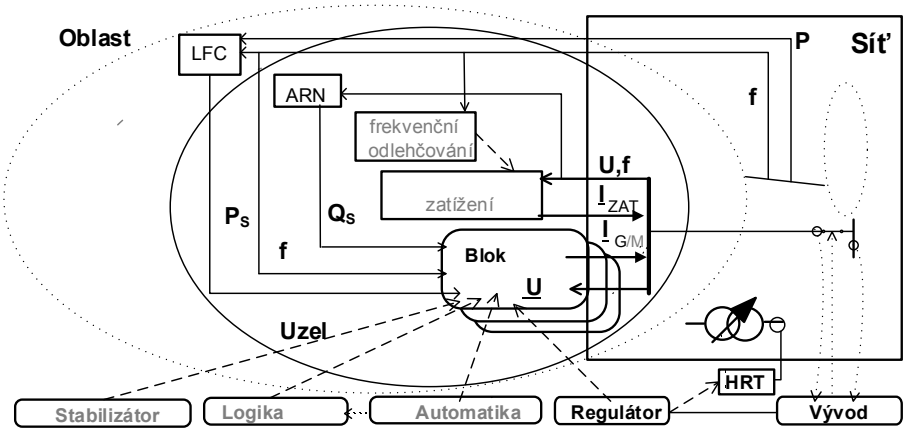


Obr. 1.2-1 Časový rozsah elektromechanických přechodných dějů v ES (publikované v [47])

Podle Obr. 1.2-1 se elektromechanické přechodné děje dále člení na krátkodobou, střednědobou a dlouhodobou dynamiku. Toto členění je užitečné z toho důvodu, že různé typy dynamických výpočtů vyžadují i různé typy modelů zařízení.

Při **krátkodobé dynamice** (do několika sekund) vyšetřujeme vliv poruch typu zkratů na stabilitu synchronních a asynchronních strojů. Při těchto výpočtech vystačíme s modelem pasivní sítě, modely točivých strojů a jejich budicích systémů. Za předpokladu, že zkraty trvají několik desetin sekundy, lze uvažovat zjednodušeně konstantní výkon turbíny, takže turbína modelována být nemusí. Výjimku tvoří tzv. rychlé řízení ventilů, které umožňuje rychlé snížení výkonu turbíny a model turbíny je nutné vzít v úvahu. **Střednědobá dynamika** (do několika desítek sekund) souvisí s činností primární regulace frekvence a regulace otáček po vzniku deficitu činného výkonu po výpadcích bloků nebo přechodem části ES do ostrovního režimu (hrozba frekvenčního kolapsu). Oproti krátkodobé dynamice je nutno model rozšířit o primární pohony a jejich regulaci. Při poklesech frekvence pod 49 Hz je nutno vzít v úvahu i činnost frekvenčního odlehčování zátěže. **Dlouhodobá dynamika** (od několika minut až po hodiny) souvisí jednak s činností sekundární regulace P a f (LFC) při udržování výkonové rovnováhy a jednak s činností sekundární regulace U a Q (automatické regulace napětí - ARN), změnou odboček transformátorů a omezovačů proudů regulátorů buzení generátorů po vzniku deficitu jalového výkonu (hrozba napěťového kolapsu). Model parní turbíny je také vhodné doplnit modelem zdroje páry (parního kotle u klasických nebo reaktoru a parogenerátoru pro jaderné elektrárny). U vodní turbíny lze zohlednit i změnu výšky hladiny. Pokud výpočet dynamiky prodloužíme na několik hodin, je nutné vzít v úvahu i změny zatížení v rámci denního diagramu, proměnnou výrobu OZE, změnu skladby a nasazení.

Obr. 1.2-2. ukazuje strukturu modelu ES s vymezením základních vazeb. Základ modelu tvoří síť a elektrárenský blok.



Obr. 1.2-2 Koncepční model ES se zobrazením jednotlivých částí a vazeb mezi nimi

Model obsahuje i některé abstraktní objekty jako stabilizátor, logika, automatika a regulátor, které umožnují uživatelsky definovat řídicí a ochranné prvky a doplňkové regulace. Následující kapitola popisuje modely sítě a synchronního stroje a vzájemné vazby tvořící kostru modelu ES, ke které se pak přidávají další části, potřebné pro věrohodnou simulaci dynamiky ES.

2. Základní model ES

V kapitole je popsána admitanční matice sítě a uveden model synchronního generátoru vhodný pro řešení **elektromechanických přechodných dějů**. Při modelování elektromechanických dějů jsou přijata určitá zjednodušení. Především se zanedbávají transformační napětí (jak ve statorových rovnicích točivých strojů, tak i u vedení a vinutí transformátorů), takže elektrické veličiny se mohou měnit skokem. Zjednodušením je náhrada fázových hodnot fázorem 1. harmonické (zanedbání vyšších harmonických). Tato zjednodušení podstatně urychlují výpočty, aniž by se podstatně zmenšila jejich přesnost.

2.1. Model sítě

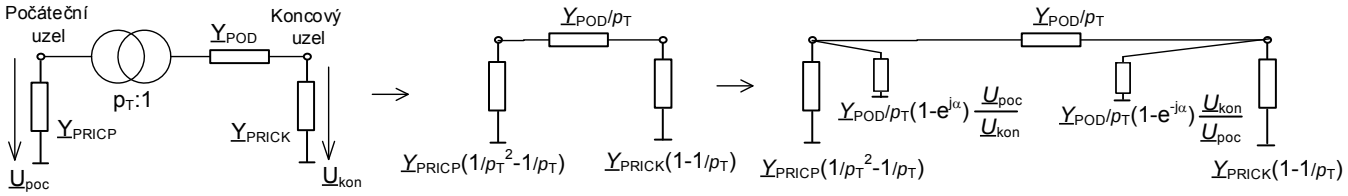
Za předpokladu, že síť, zdroje i zatížení jsou symetrické, je možno síť v sousledné složkové soustavě popsat algebraickými rovnicemi v komplexním maticovém tvaru:

$$\sqrt{3}*\underline{\mathbf{I}}=\underline{\mathbf{Y}}*\underline{\mathbf{U}} \qquad \textbf{(2.1-1)}$$

$\underline{\mathbf{I}}$ a $\underline{\mathbf{U}}$ jsou sloupcové matice fázorů vstřikovaných fázových proudů a uzlových sdružených napětí. $\underline{\mathbf{Y}}$ je síťová admitanční matice.

Mimo-diagonální prvky admitanční matice $\underline{\mathbf{Y}}$ jsou tvořeny záporně vzatou podélnou admitancí mezi příslušnými uzly. Diagonální prvky jsou součtem všech admitancí větví do uzlu připojených případně i admitancí modelujících zátěž.

Větví rozumíme vedení, spínač nebo trafo. Obr. 2.1-1 ukazuje obecný model větve pomocí π článku:



a) původní schéma b) náhradní schéma v poměrných hodnotách c) náhradní schéma pro PST

Obr. 2.1-1 Náhradní schéma modelu větve

Každá větev je definována počátečním a koncovým uzlem. V případě vedení nebo spínače je pořadí uzlů (počáteční a koncový) libovolné, v případě transformátoru se volí uzel příslušný straně s přepínatelnými odbočkami jako počáteční. Tím je zaručeno, že při přepínání odboček není nutno přepočítávat admitanci $\underline{Y}_{POD}$ (za předpokladu, že náhradní reaktance trafa je úměrná kvadrátu počtu závitů – podrobné odvození je uvedeno v [3]).

Pro výpočet admitancí u vedení se použijí hodnoty odporu R, reaktance X a kapacitní vodivosti B pro souslednou složkovou soustavu. Převod ideálního transformátoru se zadá rovný 1. Pro parametry pak platí:

$$\underline{Y}_{POD} = 1/(R+jX) \qquad \underline{Y}_{PRICP} = \underline{Y}_{PRICK} = jB/2 \qquad \textbf{(2.1-2)}$$

U transformátorů se hodnoty odporu, reaktance X a jmenovité impedance Z_{Tn} vypočítají ze štítkových podle vztahů:

$$R = P_K/S_{Tn}*Z_{Tn} \quad X=\sqrt{(u_K*p_{KON}{}^2Z_{Tn})^2-R^2} \qquad Z_{Tn} = U_{TnKON}{}^2/S_{Tn} \qquad \textbf{(2.1-3)}$$

$$\underline{Y}_{PRICP} = -ji_0\, S_{Tn}/U_{TnPOC}{}^2/2 \qquad \underline{Y}_{PRICK} = -ji_0\, S_{Tn}/U_{TnKON}{}^2/2$$

P_K, u_K, i_0	ztráty nakrátko, poměrné napětí nakrátko a poměrný proud naprázdno
p_{KON}	podíl aktuálního a jmenovitého počtu závitů na straně koncového uzlu
S_{Tn}, U_{TnKON}, U_{TnPOC}	jmenovitý výkon a jmenovitá napětí na straně koncového a počátečního uzlu.

Převod p_T je definován poměrem napětí na straně počátečního uzlu k napětí na straně koncového uzlu ve stavu naprázdno neboli poměrem počtu závitů vinutí na straně počátečního a koncového uzlu.

V přenosových sítích se používají trojvinuťové autotransformátory, u nichž terciární vinutí je zapojeno do trojúhelníka. Modely těchto traf jsou podrobně odvozeny v [3] .

Náhradní schéma v poměrných hodnotách je na Obr. 2.1-1b). Na poměrné hodnoty se přejde vydělením pojmenovaných hodnot vztažnými (S_v je vztažný výkon sítě a U_v je vztažné napětí příslušné napěťové hladiny):

$$Y_V = S_V/U_V{}^2 \qquad p_{TV} = U_{VPOC}/U_{VKON} \qquad \textbf{(2.1-4)}$$

Po převodu na poměrné hodnoty vymizí v maticové rovnici sítě (2.1-1) $\sqrt{3}$.

Pro trafa s příčným převodem nebo s posunem fáze (PST) je převod komplexní $\underline{p}_T = p_T e^{j\alpha}$. Pokud je změna komplexního převodu $\underline{p}_T$ dána poměrnou změnou napětí na odbočku Δu a počtem odboček n (obecně může mít trafo jak podélné, tak i příčné přepínání odboček značené ‘), platí pro převod p_T a regulační úhel α vztahy (2.1-5) pro asymetrickou regulaci s úhlem Θ. Pro symetrickou regulaci, kdy se poměrná absolutní hodnota p_T nemění, platí vztahy (2.1-6) (podrobněji viz [4]):

$$p_T = \sqrt{(1+n\Delta u)^2 + 2(1+n\Delta u)n'\Delta u'\cos\Theta + (n'\Delta u')^2} \qquad \alpha = \arctan\left(\frac{n'\Delta u'\sin\Theta}{1+n\Delta u+n'\Delta u'\cos\Theta}\right) \qquad \textbf{(2.1-5)}$$

$$p_T = 1 \qquad \alpha = 2\arctan\frac{n\Delta u}{2} \qquad \textbf{(2.1-6)}$$

Přítomnost PST v síti komplikuje výpočet síťové admitanční matice, protože narušuje její symetričnost. Pro mimo-diagonální prvek mezi uzly I a J, kde je PST zapojen, totiž již neplatí rovnost $\underline{Y}_{JI} = \underline{Y}_{IJ}$. Symetrii je možno zachovat náhradním schématem na Obr. 2.1-1 c), ovšem za cenu, že velikost přídavných bočníků závisí na poměru fázorů napětí v počátečním a koncovém uzlu a není tedy konstantním parametrem.

2.2. Model synchronního stroje

Při zanedbání elektromagnetických přechodných dějů ve statoru lze nahradit synchronní generátor elektromotorickou silou E" za rázovou reaktancí X_d", přičemž se předpokládá pro zjednodušení rovnost $X_d" = X_q"$ a zanedbá se odpor statoru. Odpovídající náhradní schéma je na Obr. 2.2-1 a).

a) náhradní schéma b) náhradní schéma v poměrných hodnotách

Obr. 2.2-1 Náhradní schéma synchronního stroje připojeného do uzlu

V poměrných hodnotách je náhradní schéma zobrazeno na obrázku vpravo s uvážením přepočtu admitance generátoru Y_G z jmenovitého výkonu generátoru S_{Gn} na vztažný výkon sítě S_V. Pro zjednodušení se uvažují návazné hladiny napětí, tedy vztažné napětí sítě U_V je rovno jmenovitému napětí generátoru.

Model generátoru uvažuje proměnnost elektromotorické sily E", která se mění jednak se změnami proudu statoru a jednak vlivem budicího napětí. Rovnice synchronního stroje pro výpočty **elektromechanických přechodných dějů** bývají odvozovány za těchto předpokladů:

a) platí pro malé odchylky otáček od synchronních,
b) jsou zanedbána transformační napětí (derivace statorových proudů podle času),
c) reaktance nejsou funkcí proudu (zanedbání sycení),
d) uvažuje se pouze 1. harmonická elektromotorické síly statoru,
e) rozložené vinutí rotoru se zjednodušeně uvažuje jako koncentrické,
f) tlumicí vinutí (nebo účinek masivního rotoru) je nahrazeno po jednom ekvivalentním koncentrickém vinutí v podélné a dvou ekvivalentních koncentrických vinutí v příčné ose,
g) tlumicí vinutí jsou magneticky symetrická ($X_q" = X_d"$),
h) odpory statoru a kapacity mezi vinutími jsou zanedbány,

Pro rovnice se využívá Parkova transformace (souřadná soustava dq pevně spojená s osou rotoru) a systém poměrných hodnot. Pak lze pro rotorové obvody psát rovnice převzaté z [5] :

$$\begin{aligned} T_{d0}'*E_q'^{\circ} &= U_B + (X_d - X_d')*I_d - E_q' \\ T_{q0}'*E_d'^{\circ} &= -(X_q - X_q')*I_q - E_d' \\ T_{d0}"*E_q"^{\circ} &= E_q' + (X_d' - X_d")*I_d - E_q" \\ T_{q0}"*E_d"^{\circ} &= E_d' - (X_q' - X_d")*I_q - E_d" \end{aligned} \qquad \textbf{(2.2-1)}$$

E_q', E_d', $E_q"$, $E_d"$.	průměty elektromotorických sil do os d a q
I_d, I_q	průměty proudu statoru I_G do souřadných os dq
U_B	budicí napětí
T_{d0}',$T_{d0}"$,$T_{q0}"$	časové konstanty naprázdno
X_d, X_d', $X_d"$	synchronní, přechodná a rázová reaktance v podélné ose
X_q, X_q'	synchronní a přechodná reaktance v příčné ose

Za vztažné hodnoty byly vzaty jmenovité hodnoty statorového proudu a napětí a budicí napětí naprázdno. Za těchto předpokladů je elektromotorická síla za synchronní reaktancí E_q rovna budicímu proudu I_B a platí:

$$E_q = I_B = E_q' - (X_d - X_d')*I_d \qquad \textbf{(2.2-2)}$$

Za předpokladu, že ztráty naprázdno a Jouleovy jsou hrazeny z mechanického výkonu, lze mechanickou pohybovou rovnici napsat obecně ve tvaru:

$$T_M * s_G^{\circ} = N_T/[(1 + s_G)k_N] - (P_G + \Delta P_G)/(1 + s_U) \qquad \delta^{\circ} = \Omega_0 s_G \qquad \textbf{(2.2-3)}$$

s_G, δ	skluz rotoru a absolutní zátěžný úhel
N_T	mechanický výkon turbíny vztažený na jmenovitý výkon turbíny N_{Tn}
P_G	elektrický výkon generátoru vztažený na jmenovitý zdánlivý výkon generátoru S_{Gn}
$T_M = J\Omega_M^2/S_{Gn}$	mechanická časová konstanta vztažena na jmenovitý zdánlivý výkon
J	moment setrvačnosti ($GD^2/4$)
Ω_M, Ω_0.	mechanická kruhová rychlost, synchronní kruhová rychlost 314 rad/s
k_N	převodní koeficient mezi výkonem generátoru a turbíny $=S_{Gn}/N_{Tn}$

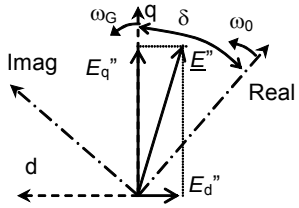
ΔP_G jsou ztráty generátoru dané součtem ztrát naprázdno dP_0 a Jouleových ztrát ve statorovém a rotorovém vinutí:

$$\Delta P_G = dP_0 + R_{ROT}*I_B^2 + R_{STAT}*I_G^2 \qquad \textbf{(2.2-4)}$$

R_{ROT} a R_{STAT} jsou odpory budicího a statorového vinutí. s_U je poměrná odchylka frekvence sítě od jmenovité hodnoty, spočtená z rozdílu argumentů fázoru svorkového napětí $\underline{U}$ na začátku na konci integračního kroku Δt.

$$s_U = [\arg\{\underline{U}(t + \Delta t)\} - \arg\{\underline{U}(t)\}]/\Delta t/\Omega_0 \qquad \textbf{(2.2-5)}$$

Rovnice (2.2-1) pro elektrické veličiny generátoru platí pro souřadnou soustavu stroje, která je pevně spojena s rotorem, přičemž osa q je totožná s podélnou osou rotoru a osa d ji předbíhá ve směru otáčení. Naproti tomu v síťové admitanční rovnici (2.1-1) je použita souřadná soustavě synchronně se otáčející osy, která v čase t = 0 splývá s fázorem napětí referenčního uzlu. Od této osy se odečítají absolutní zátěžné úhly generátorů δ. Vztah mezi oběma soustavami je patrný z následujícího obrázku:



Obr. 2.2-2 Vztah souřadných soustav generátoru a sítě

Pro transformaci z jedné soustavy do druhé platí vztahy:

$$E_q''+jE_d'' = \underline{E}''*\exp(-j\delta) \qquad \underline{E}'' = (E_q''+jE_d'')*\exp(j\delta) \qquad \textbf{(2.2-6)}$$

Pro elektrické veličiny generátoru lze odvodit vztahy:

$$\underline{I}_G = (\underline{E}'' - \underline{U})*\underline{Y}_G \qquad \textbf{(2.2-7)}$$

$$P_G=\text{Real}\{\underline{U}\,\underline{I}_G^{*}\} \qquad Q_G=\text{Imag}\{\underline{U}\,\underline{I}_G^{*}\}$$

kde $\underline{U}$ je fázor napětí uzlu, kam je generátor připojen.

Rovnice generátoru (2.2-1) - (2.2-7) spolu s rovnicemi sítě (2.1-1) v poměrných hodnotách představují soustavu algebraicko-diferenciálních rovnic popisující základní dynamický model ES. Pro řešení této soustavy v síťovém simulátoru MODES byla vyvinuta speciální metoda popsaná v následující kapitole.

2.2.1 Metoda řešení soustavy algebraicko-diferenciálních rovnic ES

V kapitole je odvozena metoda společného řešení rozšířené síťové admitanční matice a rovnic modelujících rychlé přechodné děje v rotorových obvodech synchronních strojů. Rovnice rotorových obvodů byly vybrány proto, že časové konstanty T_{d0}'' and T_{q0}'' jsou velmi malé v porovnání s ostatními časovými konstantami rovnic synchronního stroje. Při změnách v síti se tudíž odpovídající složky elektromotorické síly E_q'' a E_d'' mění velmi rychle ve srovnání s ostatními stavovými proměnnými generátoru E_q', E_d', s_G a δ. Společné řešení rovnic sítě i generátoru výrazně urychluje výpočet elektromechanických přechodných dějů, což je výhodné při modelování rozsáhlých propojených soustav (typu synchronní zóny kontinentální Evropy) nebo při použití v tréninkovém dispečerském simulátoru, který musí běžet v reálném čase nebo spíše ještě rychleji.

Pro řešení vyloučíme složkové statorové proudy I_q a I_d z rovnic (2.2-1) a po úpravě obdržíme rotorové rovnice ve tvaru:

$$T_d'' E_q''^{\circ}+ E_q'' = (1-\sigma_d)\, p_T U_q +\sigma_d E_q' \qquad \sigma_d = X_d''/X_d' \qquad T_d'' = T_{d0}''\sigma_d \qquad \textbf{(2.2-8)}$$

$$T_q'' E_d''^{\circ}+ E_d'' = (1-\sigma_q)\, p_T U_d +\sigma_q E_d' \qquad \sigma_q = X_d''/X_q' \qquad T_q'' = T_{q0}''\sigma_q$$

Řešení diferenciálních rovnic nalezneme za předpokladu lineární změny proměnných na pravé straně během integračního kroku Δt:

$$E_q'' = H_q+k_d U_q+\sigma_d\varsigma_d \Delta E_q' \qquad k_d = (1-\sigma_d)\,\varsigma_d \qquad \varsigma_d = 1-(1-e^{-\Delta\tau_d})/\Delta\tau_d \qquad \Delta\tau_d = \Delta t/T_d'' \qquad \textbf{(2.2-9)}$$

Vzhledem k symetrii výchozích rovnic (2.2-8) je řešení pro složku d analogické – jen se zamění indexy d a q. První výraz H na pravé straně je člen obsahující známé hodnoty napětí a elektromotorických sil na začátku integračního kroku. Druhý výraz obsahuje novou hodnotu na konci integračního kroku. Třetí výraz závisí na změně elektromotorické síly E_q' během integračního kroku Δt. Tato hodnota není na začátku výpočtu známa, ale může být dobře predikována, protože se mění relativně pomalu. Po přechodu ze souřadného systému dq do synchronně se otáčejícího referenčního systému sítě obdržíme:

$$\underline{E}'' = \underline{U}\,(k_d+k_q)/2+\underline{U}^{*}(k_d-k_q)/2+\underline{H}+\underline{\Delta}' \qquad \underline{\Delta}'= (\sigma_d\varsigma_d \Delta E_q' \quad +j\ \sigma_q\varsigma_q \Delta E_d')e^{j\delta} \qquad \textbf{(2.2-10)}$$

Jestliže zahrneme komplexně sdružené napětí $\underline{U}^{*}$ a predikci $\underline{\Delta}'$ do výrazu $\underline{H}$ obdržíme konečnou formu řešení fázoru elektromotorické síly generátoru $\underline{E}''$ v závislosti na fázoru uzlového napětí sítě $\underline{U}$ ve tvaru:

$$\underline{E}'' = \underline{U}\,k_t +\underline{H} \qquad k_t = (k_d+ k_q)/2 \qquad \textbf{(2.2-11)}$$

Pokud vypočítanou elektromotorickou sílu $\underline{E}''$ dosadíme do rovnice (2.2-7) za proud generátoru I_G, obdržíme modifikovanou síťovou admitanční rovnici pro výpočet elektromechanických přechodných dějů:

$$\underline{\boldsymbol{I}}_{EQ} = \underline{\boldsymbol{Y}}_{MOD}\,\underline{\boldsymbol{U}} \qquad \textbf{(2.2-12)}$$

kde pro uzly s generátory je nahrazen vstřikovaný proud Nortonovým ekvivalentním vstřikem $\underline{I}_{EQ}=\underline{H}\,\underline{Y}_G$ a původní síťová admitanční matice $\underline{\boldsymbol{Y}}$ je modifikována přičtením členu $(1 - k_t)\underline{Y}_G$ k diagonálnímu prvku. Hodnota modifikované síťové admitanční matice $\underline{\boldsymbol{Y}}_{MOD}$ přitom zůstává během simulačního výpočtu stejná, pokud nedojde ke komutaci v síti (vypnutí/zapnutí větve nebo bloku, změna odbočky trafa, změna zatížení apod.) nebo ke změně velikosti integračního kroku pro dodržení přesnosti výpočtu.

Nevýhodou metody je, že výraz $\underline{H}$ obsahuje predikci uzlového napětí $\underline{U}$, hodnot složek elektromotorických sil E_q', E_d' a zátěžného úhlu δ na konci integračního kroku. Výpočet má tedy iterační charakter znázorněný na Obr. 2.2-3. V algoritmu jsou dvě iterační smyčky. První je malá iterační smyčka pro výpočet napětí (blok č. 3) a druhá je velká iterační smyčka pro výpočet přesnosti predikované hodnoty Nortonova ekvivalentního vstřiku $\underline{I}_{EQ}$. Predikované hodnoty lze odhadnout způsobem definovaným v následující tabulce:

Režim predikce	Stavové proměnné y (E', δ..)	Algebraické proměnné U
výchozí a další krok	$y_{n+1,0} = y_n + y_n' \Delta t$	$U_{n+1,0} = U_n$
i-tá iterace	$y_{n+1,i} = y_{n,i-1}$	$U_{n+1,i} = U_{n,i-1}$
půlení kroku po dosažení maximálního počtu iterací N_{ITmax}	$y_{n+1,0} = (y_n + y_{n+1,Nitmax})/2$	$U_{n+1,0} = (U_n + U_{n+1,Nitmax})/2$

Dolní indexy $_{n\ i}$ značí pořadí integračního kroku a pořadí iterace během jednoho integračního kroku.

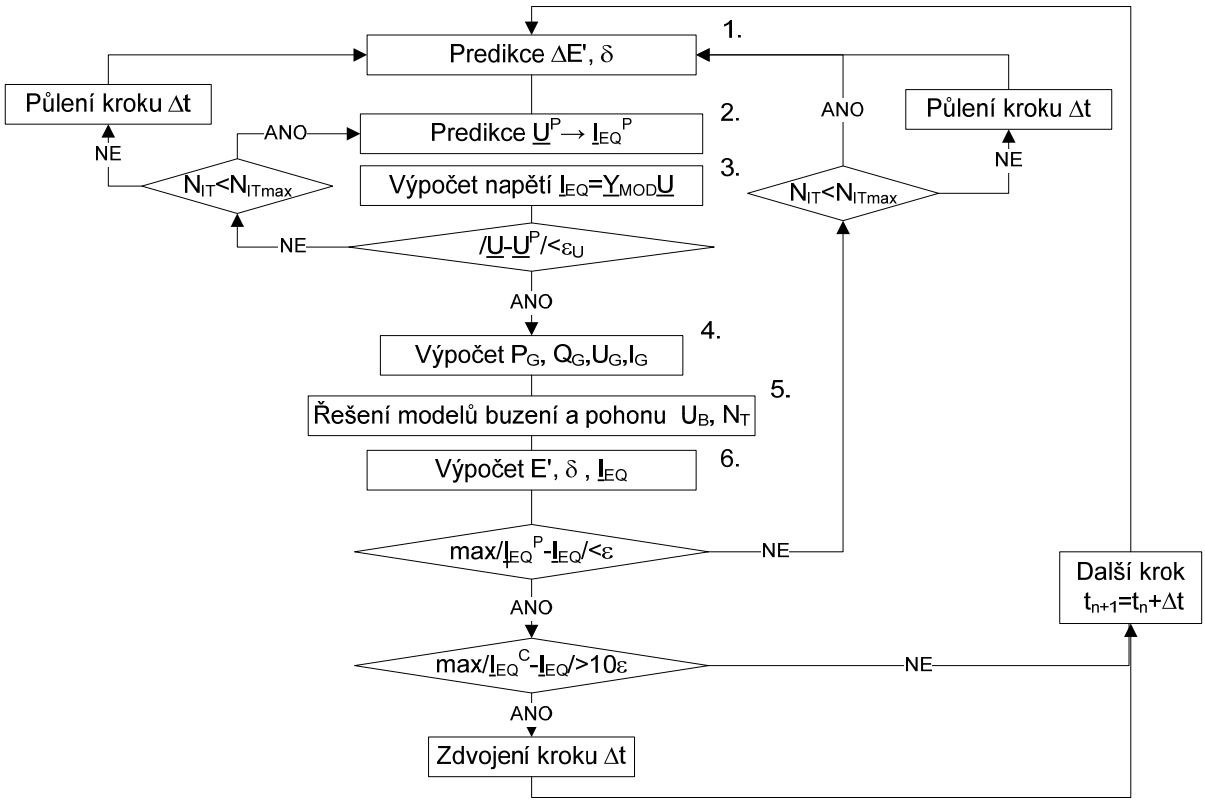
Jestliže výpočet nekonverguje (tj. rozdíl predikované a opravené hodnoty je větší než zadaná dovolená chyba ε) během dovoleného počtu iterací N_{ITmax}, provede se půlení integračního kroku. Naopak pokud je maximální chyba menší než desetinásobek dovolené chyby, je integrační krok zdvojen. V případě, že již nelze krok půlit, je výpočet ukončen pro divergenci.

Rovnice zbylých rotorových obvodů se dá převést na jednoduchý tvar:

$$T * y^{\circ} + y = x \qquad \textbf{(2.2-13)}$$

Pro známou pravou stranu x (za předpokladu jejího lineárního růstu během integračního kroku Δt z hodnoty x_n na hodnotu x_{n+1}) je možno odvodit hodnotu neznámé y_{n+1} na konci integračního kroku:

$$y_{n+1} = y_t\, e^{-\Delta t/T} + (x_n + x_{n+1})(1 - e^{-\Delta t/T})/2 \qquad \textbf{(2.2-14)}$$



Obr. 2.2-3 Vývojový diagram výpočtu soustavy algebraicko-diferenciálních rovnic ES

Algoritmus byl publikován poprvé v [6] a v upravené podobě i v [7] . Tvoří základ integrační metody aplikované v síťovém simulátoru MODES. Soustava (2.2-12), kdy pro známou hodnotu $\underline{I}_{EQ}$ řešíme nové hodnoty napětí $\underline{U}$ na konci integračního kroku, je řešitelná pomocí LU dekompozice neboli rozkladu původní matice **A** na dolní a horní trojúhelníkové matice **L** a **U**, přičemž platí:

$$\mathbf{b} = \mathbf{A} * \mathbf{x} = \mathbf{L} * \mathbf{U} * \mathbf{x} \qquad \textbf{(2.2-15)}$$

1. $\mathbf{L} * \mathbf{y} = \mathbf{b}$
2. $\mathbf{U} * \mathbf{x} = \mathbf{y}$

Řešení soustavy se pak skládá ze dvou kroků. Nejprve se řeší dopředná substituce pro neznámou sloupcovou matici **y** a v druhém kroku se ve zpětné substituci vypočítá neznámá sloupcová matice **x.**

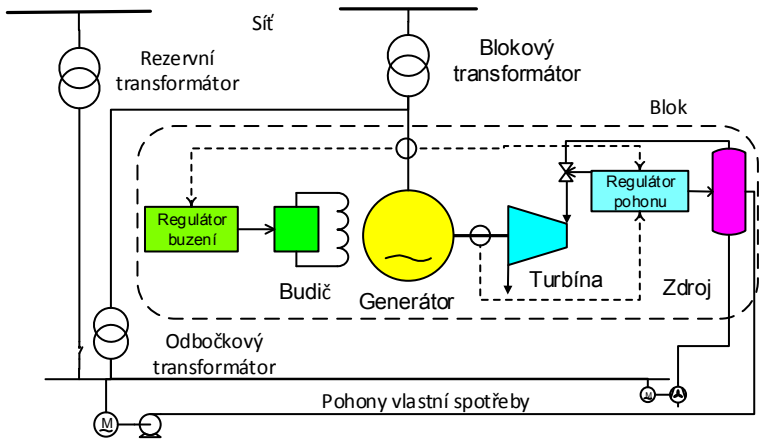
Pro získání řešitelné soustavy rovnic zbývá definovat budicí napětí U_B z rovnic rotorových vinutí (2.2-1) a mechanický výkon turbíny N_T vstupující do pohybové rovnice (2.2-3). Tyto vazební proměnné získáme z dynamických modelů popsaných v následující kapitole.

3. Modely budicích a pohonných systémů synchronních generátorů

Budicí napětí U_B a výkon turbíny N_T hrají důležitou roli, neboť slouží k řízení napětí a výkonu bloku. Blokem se pro účely dynamického modelu rozumí souhrn synchronního generátoru, budicího a pohonného systému podle Obr. 3.1-1.

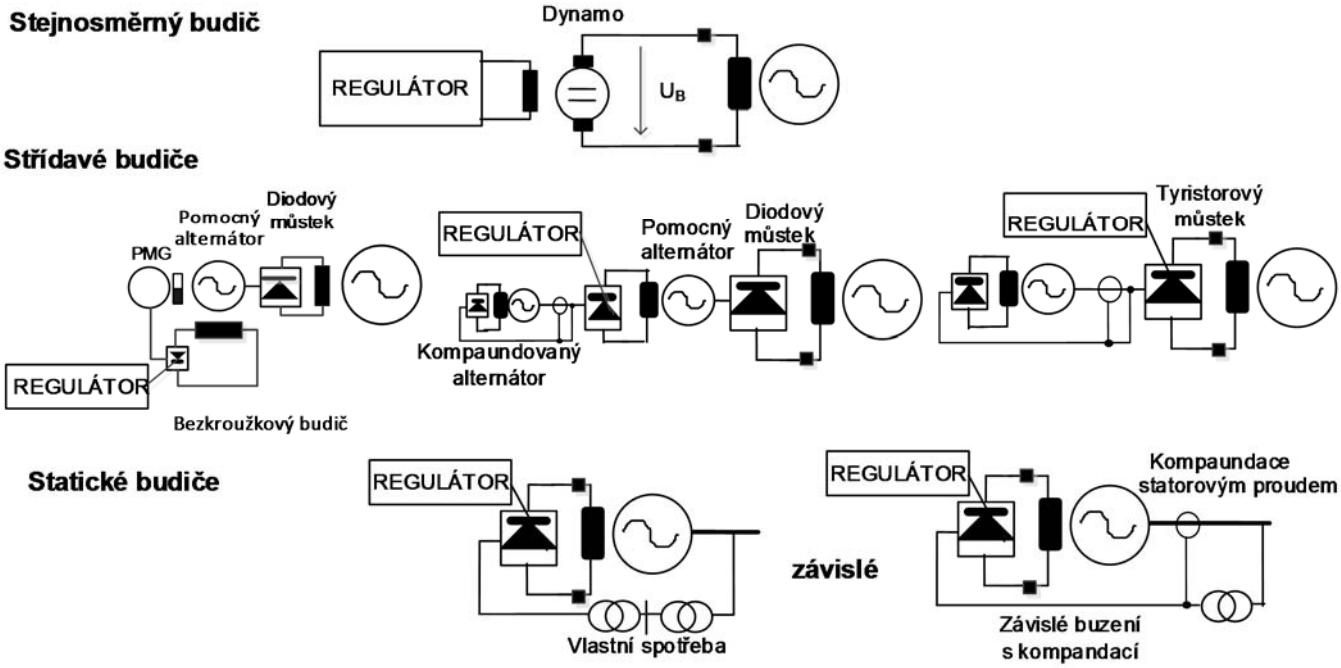
Modely budicích systémů a poháněcích soustav jsou popsány v následujících kapitolách.

3.1. Budicí systémy



Obr. 3.1-1 Principiální schéma elektrárenského bloku s parní turbínou

Budicí napětí je přes akční člen (budič) řízeno regulátorem buzení. Obr. 3.1-2 ukazuje hlavní typy budičů: stejnosměrné, střídavé a statické.



Obr. 3.1-2 Principiální schémata jednotlivých typů budičů

Budiče lze dělit na rotační a statické. V případě rotačních budičů se budicí proud získává ze stejnosměrných generátorů (dynam) nebo ze střídavých generátorů opatřených usměrňovači. U dynam jsou problémy s komutací, proto se pro větší výkony používá budicí souprava skládající se z pomocného alternátoru a usměrňovače. Pro neřízené usměrňovače se vyskytují dva typy. U bezkroužkového buzení s točivými diodami má pomocný alternátor budicí vinutí na statoru a vinutí kotvy na rotoru. Střídavý proud indukovaný v rotorovém vinutí je usměrněn diodami připevněnými k rotoru a odtud je přímo napájeno rotorové vinutí synchronního alternátoru. U druhého typu má pomocný alternátor běžné uspořádání, usměrňovač je stacionární a napájí přes kroužky budicí vinutí hlavního generátoru. Nevýhodou obou typů je, že budicí proud lze řídit pouze nepřímo v budicím obvodu pomocného alternátoru, což způsobuje zpomalení odezvy budicího napětí na změny napětí regulátoru. Nevýhoda je odstraněna u řízených usměrňovačů s tyristorovým můstkem, kdy odezva budicího napětí je prakticky okamžitá.

Základem statických budicích systémů jsou tyristorové usměrňovače, ovládané regulátorem buzení přes řídicí obvody zapalovacího úhlu tyristorů. Jednotlivé systémy se liší způsobem napájení, které lze realizovat z nezávislého zdroje nebo přes transformátor z vlastní spotřeby generátoru (tzv. závislé buzení). Druhá možnost je ovšem nevýhodná v případě, kdy dojde na svorkách alternátoru ke zkratu, což může vést ke ztrátě buzení. Tuto nevýhodu lze odstranit kompaundací odvozenou z proudu generátoru.

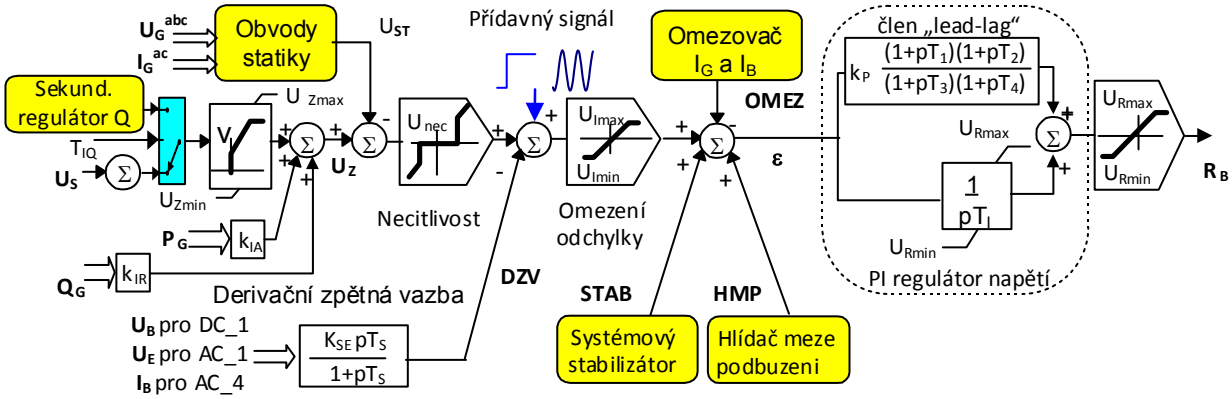
V počítačových programech pro výpočet dynamické stability se často používají modely budičů podle standardu IEEE [8] . Pro stejnosměrné budiče se používají modely kategorie DC, pro střídavé lze použít modely kategorie AC (pro řízený usměrňovač pak modely AC4) a pro statické buzení modely kategorie ST (např. ST1 pro nekompaundovaný budič). Modely buzení podle standardu IEEE zahrnují jak budič, tak i regulátor, což dost komplikuje jejich popis i výběr. Při tvorbě dynamického modelu ES byla přijata jiná koncepce: rozlišení modelu vlastního budiče jako akčního členu od modelu regulátoru. Tato koncepce byla publikována v článku [9] . Modely budičů a výpočty jejich parametrů byly popsány v příspěvcích [10] , [11] a [12] . Podrobné odvození modelu střídavého budiče kompatibilního s typem AC1 je v [13] . Proto se zde omezíme jen na popis regulátoru buzení.

3.1.1 Regulátor buzení

Základní funkcí regulátoru buzení je udržovat zadané napětí na svorkách generátoru - jedná se o primární regulaci napětí. Obvykle je primární regulátor doplněn o tzv. kompaundaci jalovým proudem, která určuje statiku primární regulace, tj. sklon statické charakteristiky U_G=funkce(Q_G). Z toho plyne, že svorkové napětí není konstantní, ale mění se v závislosti na jalovém zatížení. Kromě toho plní regulátor buzení i doplňkové funkce, mezi které patří:

a) omezovač statorového a rotorového proudu - chrání generátor před přetížením statorového a rotorového obvodu;
b) hlídač meze podbuzení, který nedovolí odbudit stroj tak, aby byla ohrožena statická stabilita, překročeno dovolené oteplení čelních spojek vinutí statoru a aby napětí vlastní spotřeby kleslo pod dovolenou mez;
c) systémový stabilizátor - slouží k tlumení přechodných dějů, elektromechanických a systémových kyvů;
d) sekundární regulátor jalového výkonu, který udržuje jalový výkon na zadané hodnotě, pak je potlačena funkce primárního regulátoru; používá se, jestliže blok plní funkci nadřazenou funkci regulace napětí v uzlu (viz kap. 4.2).

Na základě rozboru struktury používaných regulátorů byl vytvořen univerzální model zobecněného regulátoru buzení, který umožňuje modelovat reálné regulátory různých typů. Jeho schéma je na následujícím obrázku:



Obr. 3.1-3 Blokové schéma zobecněného modelu regulátoru buzení

Doplňkové funkce jsou realizovány tzv. přídavnými automatikami, které jsou v modelu zobrazeny makrobloky. Regulační odchylka ε se vytváří následujícím způsobem:

1. požadovaná hodnota napětí je dána buď výstupem ze sekundárního regulátoru (režim sekundární regulace Q pro parametr $T_{IQ} > 0$) nebo hodnotou U_S (režim primární regulace U pro $T_{IQ} \leq 0$),
2. omezovač rychlosti zatěžování mění svou výstupní hodnotu zadanou rychlostí v tak dlouho, dokud se vstupní a výstupní hodnota nesrovná a omezí výstup na velikost U_{Zmin} - U_{Zmax},
3. zadaná hodnota U_Z se získá sečtením signálů statiky činným nebo jalovým výkonem s výstupem omezovače,
4. od zadané hodnoty U_Z se odečte výstup obvodů statiky U_{ST}, který je závislý na svorkových napětích a fázových proudech,
5. je možné zadat pásmo necitlivosti U_{nec},
6. přičte se stabilizační signál derivační zpětné vazby (vstupní signál je závislý na typu budiče),
7. do součtového bodu regulátoru je možno zavést skokový nebo harmonický signál pro zjištění přenosových charakteristik,
8. velikost regulační odchylky je možno omezit velikostí U_{Imin} - U_{Imax},
9. přičtou se výstupy přídavných automatik.

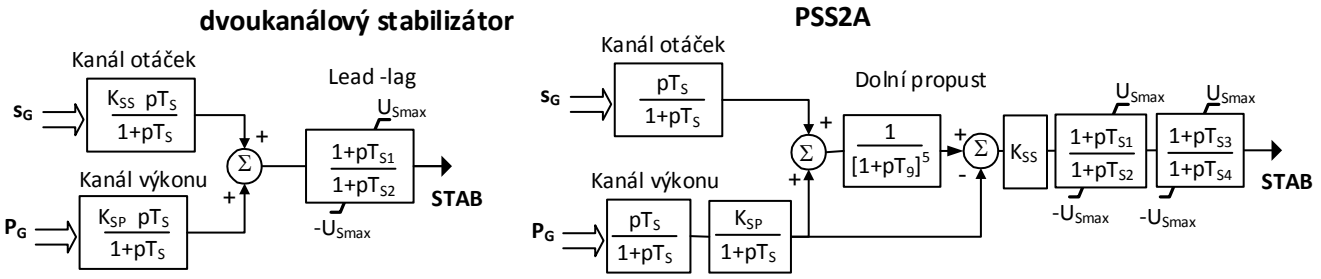
Měřená hodnota napětí U_{ST} se vytváří v závislosti na vzniku nesymetrie v síti. V případě, že síť je symetrická, je měřená hodnota rozdílem svorkového napětí a jalového proudu násobeného statikou k_{STAT} v jedné fázi. V případě vzniku nesymetrie (např. po vzniku jednofázového zkratu nebo rozpojení fáze) je U_{ST} aritmetickým průměrem těchto rozdílů ve všech fázích, čímž se modeluje skutečné uspořádání obvodů statiky v reálných regulátorech (realizované vektorovým sčítáním sdružených napětí a fázových proudů a jejich usměrněním a filtrováním).

Vlastní primární regulátor je proporcionálně integračního typu. Volbou $T_I = 0$ je možné vyřadit integrační část a regulátor se stává čistě proporcionálním. Proporcionální část může být při volbě T_1, $T_3 > 0$ a T_2, $T_4 > 0$ doplněna o tzv. dvojitý "lead-lag" člen, sloužící k zlepšení dynamických vlastností proporcionálních regulátorů.

V následujících kapitolách jsou popsány jednotlivé přídavné automatiky s výjimkou hlídače meze podbuzení, který je popsán např. v [10] .

3.1.2 Systémový stabilizátor

Systémový stabilizátor slouží k tlumení kývání elektrických veličin. Mohou to být elektromechanické kyvy, ke kterým dochází během přechodných dějů v síti. Hlavně se však jedná o systémové kyvy, ke kterým může docházet v rozsáhlých soustavách, kde spolu kývají velké skupiny synchronních strojů (viz [14]). Schémata modelů stabilizátoru jsou na Obr. 3.1-4:



Obr. 3.1-4 Bloková schémata modelů systémového stabilizátoru

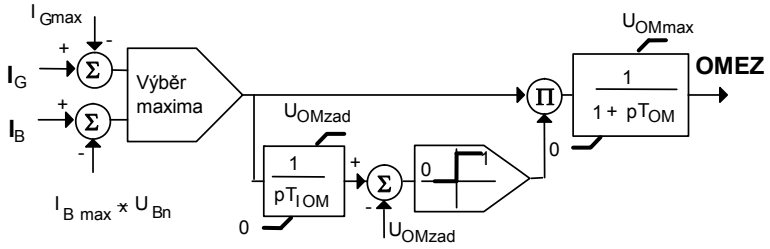
U dvoukanálového stabilizátoru jsou oba vstupní signály (činný výkon P_G a skluz generátoru s_G) zpracovány ve členu zvaném "washout", který slouží k odfiltrování stejnosměrné složky. Po zpracování ve členu zvaném "lead-lag" (slouží k fázovému posunu) se výstup zavádí jako přídavný signál *STAB* do primárního regulátoru. Volbou nulového omezení U_{Smax} se v modelu stabilizátor vyřadí z činnosti.

Model PSS2A vychází ze standardního modelu IEEE PSS2A, ale má oproti výchozímu modelu PSS2A zjednodušenou strukturu (vynechání dvojitých členů „washout“ na vstupech) při zachování hlavních vlastností modelu IEEE PSS2A:

1. tlumení zesílení kanálu výkonu pro frekvence vyšší jak $f_Z = 1/(2\pi T_S)$) způsobené členem zpoždění 1. řádu,
2. odfiltrování frekvencí vyšších než $f_{Z9} = 1/(2\pi T_9)$ dolní propustí, čímž se pro vyšší frekvence (odpovídající elektromechanickým kyvům 1 - 2 Hz) eliminuje vliv kanálu otáček a
3. naopak pro nižší frekvence než $f_{Z9} = 1/(2\pi T_9)$ (odpovídající systémovým kyvům 0.1 - 1 Hz) se eliminuje vliv kanálu výkonu.

3.1.3 Omezovač statorového a rotorového proudu

Omezovač statorového a rotorového proudu tvoří důležitou součást regulátoru buzení, protože má ochrannou funkci – chrání proti přetížení statorové a rotorové vinutí. Schéma modelu omezovače je na následujícím obrázku:

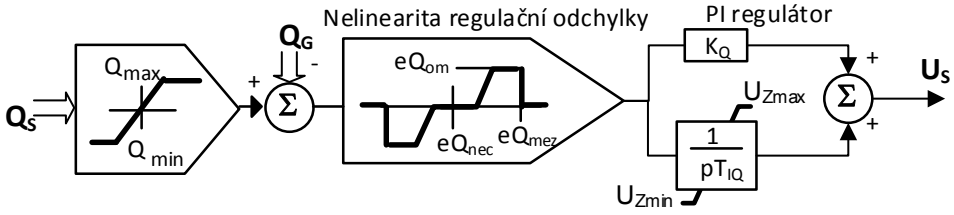


Obr. 3.1-5 Blokové schéma modelu omezovače proudů

Od skutečné hodnoty statorového a rotorového proudu se odečítá zadaná mezní hodnota. Obě mezní hodnoty - pro stator I_{Gmax} a rotor I_{Bmax} jsou volitelné. Když naintegrovaná odchylka překročí hodnotu U_{OMZadn}, dostane se odchylka na vstup zpožďovacího členu 1. řádu. V působení omezovače dochází k dvojímu zpoždění. Jednak v integračním členu, který umožní zohlednit časovou závislost povoleného přetížení, tedy větší přetížení po kratší dobu a menší po delší dobu. Druhé zpoždění ve zpožďovacím členu zabrání prudkým změnám napětí regulátoru. Výstupní signál *OMEZ* se odečítá od regulační odchylky primárního regulátoru.

3.1.4 Sekundární regulátor jalového výkonu

Sekundární regulátor tvoří nadřazenou úroveň primárnímu regulátoru a udržuje jalový výkon generátoru Q_G na požadované hodnotě Q_S tím, že plynule mění žádanou hodnotu U_S primárnímu regulátoru. Schéma modelu je na Obr. 3.1-6:



Obr. 3.1-6 Blokové schéma modelu regulátoru jalového výkonu

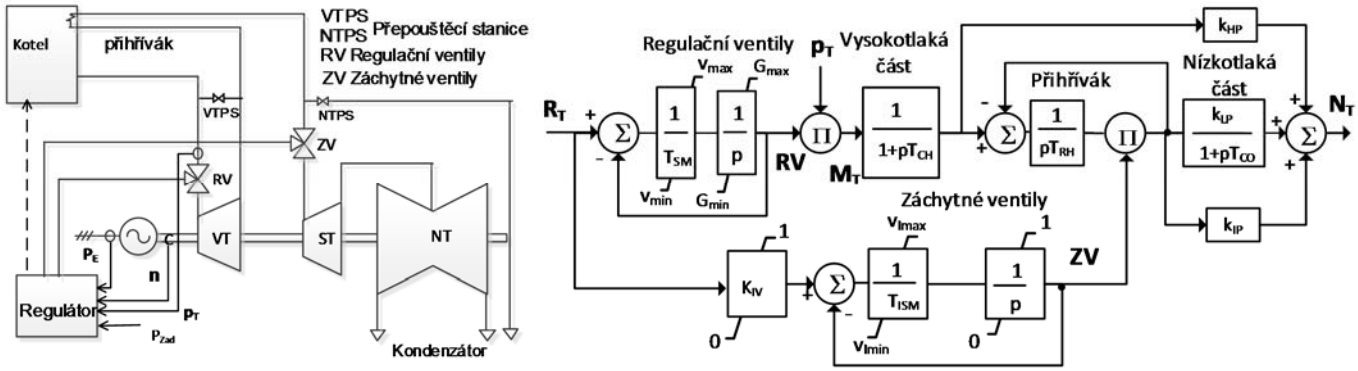
Nelinearita určuje jednak necitlivost regulátoru pro regulační odchylky menší než eQ_{nec}, jednak omezuje rychlost změn hodnotou eQ_{om} a zároveň blokuje regulátor pro regulační odchylky větší než eQ_{mez}, ke kterým dochází při blízkých zkratech. V těchto případech by sekundární regulátor působil proti činnosti primárního regulátoru a dával by povel na odbuzení (vlivem zvýšení jalového výkonu), zatímco primární regulátor naopak přibuzuje (svorkové napětí klesá).

3.2. Modely poháněcích zařízení

Následující kapitoly popisují druhy primární pohonů používaných pro výrobu elektřiny v synchronních strojích. Podobně jako u budicích systémů popíšeme zvlášť akční členy – turbíny a pak univerzální model regulátoru.

3.2.1 Parní turbína

U parní turbíny je pohonným médiem pára vyráběna v kotli - viz levá část na Obr. 3.2-1. Pára vstupuje přes regulační ventily do vysokotlaké části turbíny (VT). Turbíny vyšších výkonů (od 100 MW) jsou vícestupňové a pára se v nich po expanzi ve VT části vrací zpět do kotle na přihřátí. Odtud pára prochází přes záchytné ventily do středotlaké (ST) a nízkotlaké (NT) části a odtud do kondenzátoru. Záchytné ventily se uplatňují při velkých výkonových změnách, charakteristických pro ostrovní provozy. V běžném provozu jsou naplno otevřeny. Při prudkém snížení výkonu narůstá vlivem škrcení páry ve ventilech admisní tlak. Na to reagují přepouštěcí stanice, které odvádějí páru mimo turbínu.



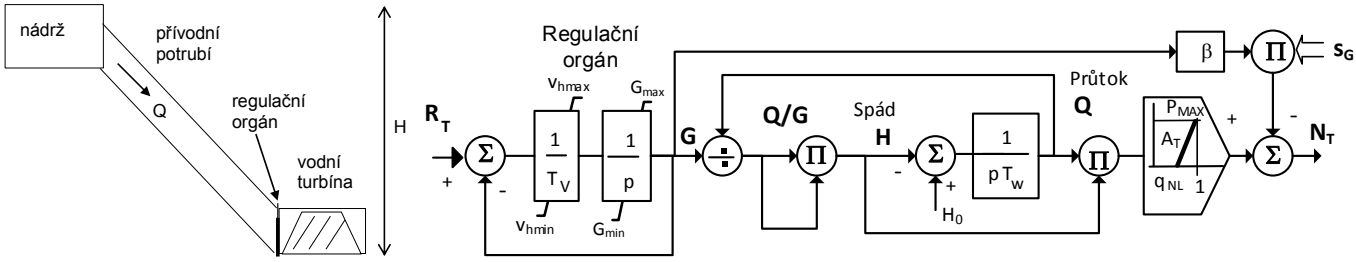
Obr. 3.2-1 Schéma parní turbíny a její model (vpravo)

Výkon turbíny N_T závisí obecně na součinu průtoku páry M_T, izoentropického tepelného spádu H_0 a vnitřní termodynamické účinnosti η_{TD} (viz [15]). H_0 závisí na teplotě a tlaku páry. Při výpočtech dynamiky vliv změny těchto veličin, stejně jako účinnosti, obvykle zanedbáváme. Dynamický model parní turbíny je založen na metodice IEEE (viz [16]).

Vytvořený model je zobrazen na Obr. 3.2-1 vpravo. Průtok páry regulačními ventily M_T je dán součinem otevření ventilů a admisního tlaku páry p_T. Požadované otevření ventilů je dáno výstupem regulátoru turbíny R_T. Model regulačních i záchytných ventilů uvažuje omezení rychlosti i otevření. Dynamika páry při průtoku jednotlivými částmi turbíny respektuje expanzi páry v uzavřených objemech a je modelována pomocí přenosu 1. řádu s jednou časovou konstantou závislou na objemu příslušné části. Koeficienty k_{LP}, k_{IP} a k_{HP} respektují podíl výkonů vyráběných ve vysokotlaké, středotlaké a. nízkotlaké části turbíny.

3.2.2 Vodní turbína

U vodní turbíny je pohonným mediem voda, která protéká z nádrže přívodním potrubím do regulačního orgánu, kde se mění část, nebo celá polohová (tlaková potenciální) energie na pohybovou (kinetickou) - viz levá část Obr. 3.2-2. Z regulačního orgánu vtéká voda na lopatky oběžného kola turbíny, jež svým tlakem roztáčí. Mění-li se celá tlaková energie v regulačním orgánu na pohybovou, jedná se o stejnotlaké, rovnotlaké nebo také akční turbíny (např. Peltonova). Mění-li se pouze část tlakové energie, jedná se o přetlakové neboli reakční turbíny (např. Francisova nebo Kaplanova).



Obr. 3.2-2 Schéma vodní turbíny a její model (vpravo)

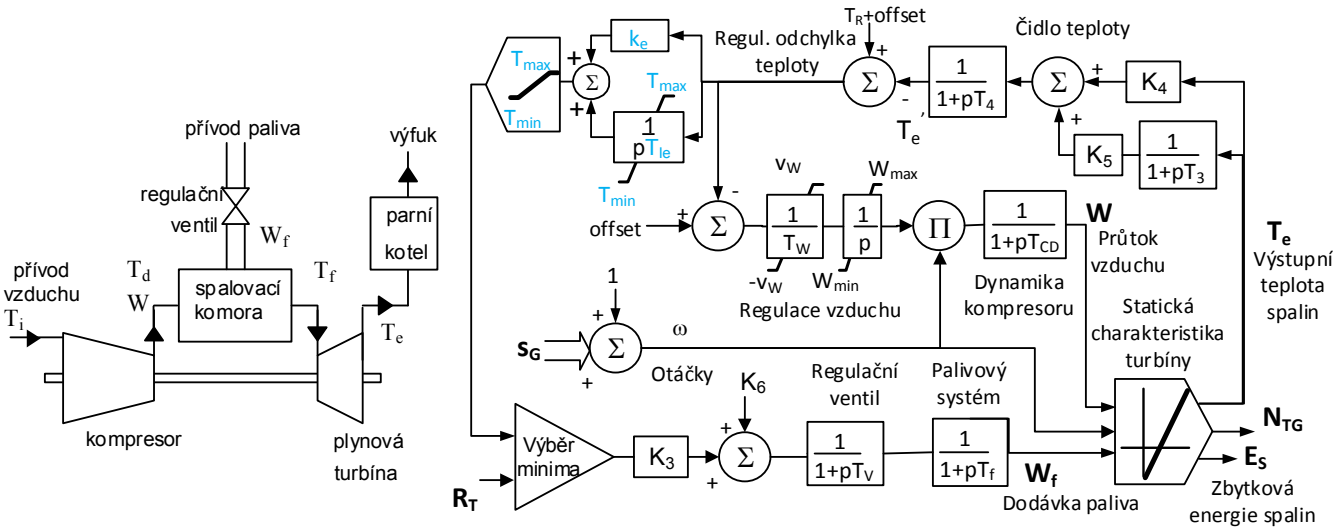
Dynamický model je odvozen ze skutečnosti, že teoretický výkon turbíny N_T závisí obecně na součinu průtoku Q, spádu H, měrné hmotnosti ρ a zrychlení g. Skutečný výkon je menší o třecí ztráty v přivaděči (snižují využitelný spád H), ztráty obtokem kolem oběžného kola a ucpávkami (snižují využitelný průtok Q), ztráty vířením a zakřivením vodního proudu, ztráty rázem a mechanické ztráty třecí a ventilační (viz např. [17]).

Model odpovídající doporučení IEEE [18] je zobrazen na Obr. 3.2-2 vpravo. Základem dynamiky vodní turbíny je dynamický ráz v přivaděči při změnách otevření regulačního orgánu, daný časovou konstantou T_W. Statický spád H_0 bývá během výpočtu konstantní. Charakteristiku turbíny (závislost výkonu turbíny na průtoku při konstantním spádu a jmenovitých otáčkách) lze zadat jako lineární se zesílením A_T a průtokem naprázdno Q_{NL}. Model respektuje pomocí koeficientu β jednak samoregulační efekt turbíny - změnu výkonu turbíny v závislosti na otáčkách (daný změnou úhlu dopadu vodního proudu na lopatky turbíny) a jednak ventilační ztráty turbíny.

Podrobněji se modelováním turbín zabývá příspěvek [19] . Verifikace modelů porovnáním simulace s měřením je uvedena i v publikaci III (Fig. 4, Fig. 7 a Fig. 10).

3.2.3 Paroplynový cyklus

V levé části Obr. 3.2-3 je schéma plynové (spalovací) turbíny v kombinaci s parním kotlem na zbytkové teplo. Pohonným médiem jsou plyny vzniklé spálením paliva ve spalovací komoře. U otevřeného cyklu odcházejí plyny výfukem do atmosféry. U kombinovaného cyklu se výfukové plyny odvádí do kotle, kde se zbytkovým teplem vyrábí pára pro parní turbínu. Část výkonu plynové turbíny se spotřebovává na pohon kompresoru, který stlačuje vzduch pro spalování paliva.



Obr. 3.2-3 Schéma paroplynového cyklu a jeho modelu (vpravo)

Výkon turbíny N_T závisí obecně na součinu průtoku spalin W, výhřevnosti paliva a vnitřní termodynamické účinnosti η_{TD}. Termodynamická účinnost se dopočítá z teplot vzduchu na vstupu a výstupu z kompresoru T_i a T_d a z teplot spalin na vstupu a výstupu z turbíny T_f a T_e. Výkon turbíny v závislosti na hmotnostním průtok spalin W popisuje rovnice (viz [20]):

$$N_T = k_G\,[(T_f - T_e) - (T_d - T_i)]W \qquad \textbf{(3.2-1)}$$

$$T_d = T_i\left(1 + \frac{x-1}{\eta_C}\right) \qquad T_f = T_d + (T_{f0} - T_{d0})\frac{W_f}{W}) \qquad T_e = T_f\left[1 - \left(1 - \frac{1}{x}\right)\eta_T\right] \qquad x = x_0 + k_x(W - W_{min})\omega$$

kde parametr k_G zahrnuje výhřevnost paliva (předpokládá se rovnost průtoku spalin a vzduchu vzhledem k zanedbatelnému množství paliva W_f oproti množství vzduchu), η_C a η_T jsou tepelné účinnosti kompresoru a turbíny, x je kompresní poměr.

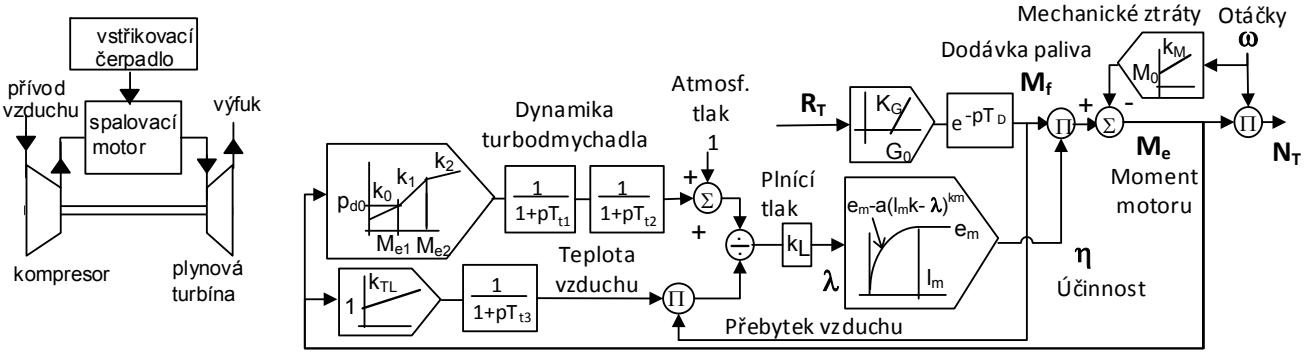
Dynamický model vychází z Rowenova modelu stacionární plynové turbíny (viz [20]), navíc je modelován průtok vzduchu W, který reguluje teplotu spalin na zadanou hodnotu T_R. Zároveň je regulační odchylka teploty navýšená o hodnotu offset zaváděna do regulátoru paliva. Model také obsahuje proměnnou E_S pro energii využitelného tepla spalin:

$$E_S = k_S T_e W[1 - A_e(T_e - T_{emax})^2] \qquad \textbf{(3.2-2)}$$

E_S zahrnuje i účinnosti kotle a parní turbíny. Podrobněji o modelu pojednává příspěvek [21] .

3.2.4 Vznětový motor s přeplňováním

Na následujícím obrázku vlevo je schéma pohonu s přeplňovaným vznětovým motorem (turbo-dieselem). Obdobně jako u plynové turbíny jsou pohonným médiem plyny vzniklé spálením paliva. Na rozdíl od jednohřídelové plynové turbíny je kompresor poháněn turbodmychadlem výfukovými plyny. Turbína i kompresor jsou na samostatném hřídeli, takže dynamika přeplňování tak není ovlivněna otáčkami motoru, ale závisí na zatížení motoru.



Obr. 3.2-4 Schéma přeplňovaného vznětového motoru a jeho modelu (vpravo)

Střední moment motoru M_E závisí na součinu množství vstřikovaného paliva během jedné otáčky M_F, počtu válců, výhřevnosti paliva a vnitřní tepelné účinnosti spalování η (viz např. [22]). Výsledný model je zobrazen na Obr. 3.2-4 vpravo a je podrobně popsán v [23] . Teoretický moment je násoben účinností spalování η, která závisí na přebytku vzduchu pro spalování λ. Mechanické ztráty motoru jsou respektovány lineární a kvadratickou závislostí na otáčkách.

3.2.5 Větrná turbína

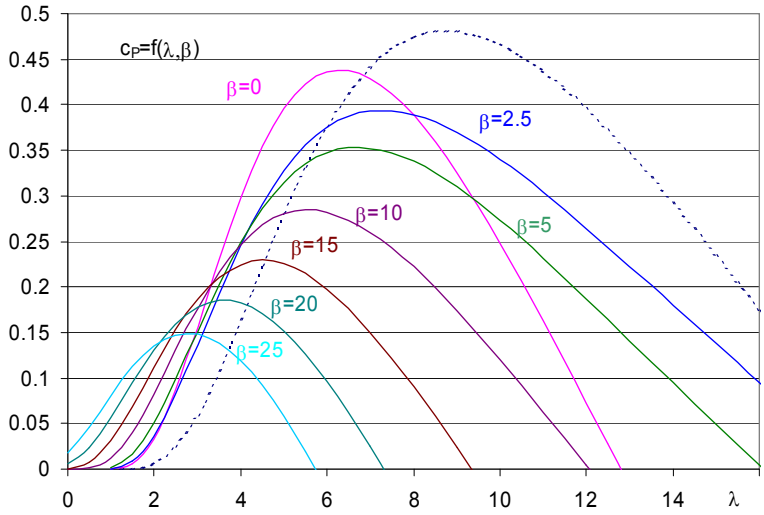
Výkon větrné turbíny P_T závisí na rychlosti větru v_E podle vztahu:

$$P_T = K_P \, v_E^3 c_P(\lambda,\beta) \qquad (3.2\text{-}3)$$

Koeficient K_P je konstanta závislá na ploše vrtule a hustotě vzduchu. Koeficient c_P je vlastně účinnost turbíny a je funkcí úhlu natočení lopatek turbíny β a činitele rychloběžnosti λ, což je podíl rychlosti koncového bodu vrtule a rychlosti větru. Funkci c_P lze aproximovat i analyticky, např. podle následující rovnice převzaté z [24] pro třílistou vrtuli:

$$c_P(\lambda,\beta) = A\left(\frac{1}{\lambda_i} - B\beta - C\right)e^{\frac{-D}{\lambda_i}}, \lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + G\beta} - \frac{F}{\beta^3 + 1}}, \lambda = \frac{\omega R}{v_E} \qquad (3.2\text{-}4)$$

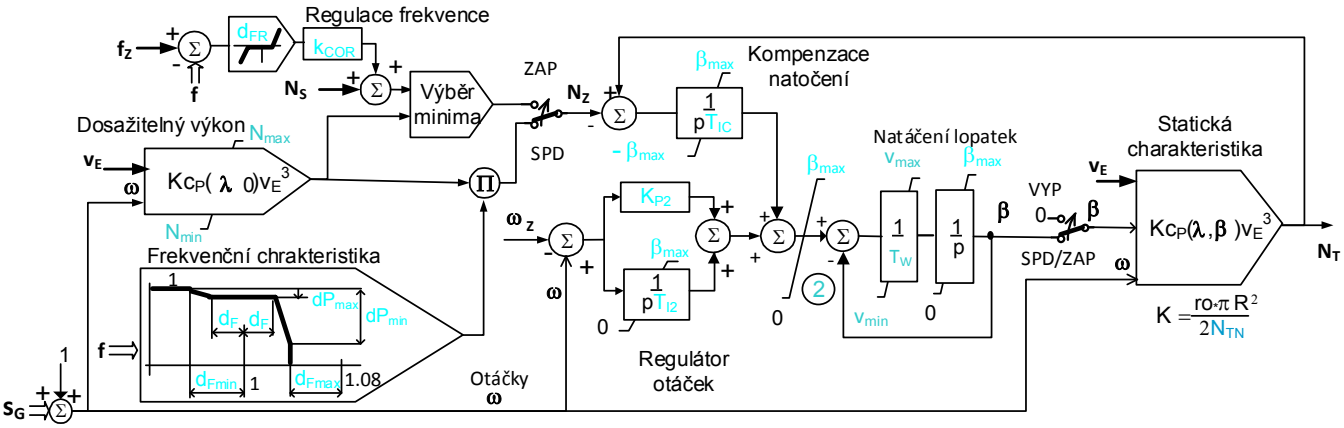
R je poloměr rotoru turbíny a A, B, C, D, F a G jsou K parametry. Obr. 3.2-5 ukazuje průběhy c_P pro různé natočení lopatek β.



Obr. 3.2-5 Průběh účinnosti větrné turbíny v závislosti na úhlu natočení a činiteli rychloběžnosti

Z obrázku je vidět, že větrná turbína má určité optimální pásmo, kde dosahuje největší účinnosti (s maximem 0.47).

Základ modelu větrné turbíny tvoří statická charakteristika závislá na úhlu natočení lopatek β, otáčkách rotoru ω a ekvivalentní rychlosti větru v ose hřídele v_E. Úhel β je ovládán PI regulátorem otáček s omezením na rychlosti změn. Pro neregulovanou turbínu je úhel β roven nule. Schéma modelu je na následujícím obrázku:



Obr. 3.2-6 Blokové schéma modelu větrné turbíny při proměnné rychlosti větru

Za povšimnutí stojí, že model obsahuje i obvody pro regulaci frekvence vyžadované Evropským kodexem [2] např. frekvenčně závislý režim při nadfrekvenci (v originále nazývaný zkratkou LFSM-O z angl. "Limited Frequency Sensitive Mode Over-frequency") – podrobněji viz [25] . Tento model turbíny (jako jediný zde uvedený) obsahuje i model regulátoru, vzhledem ke specifice větrné turbíny využívající obnovitelný zdroj energie.

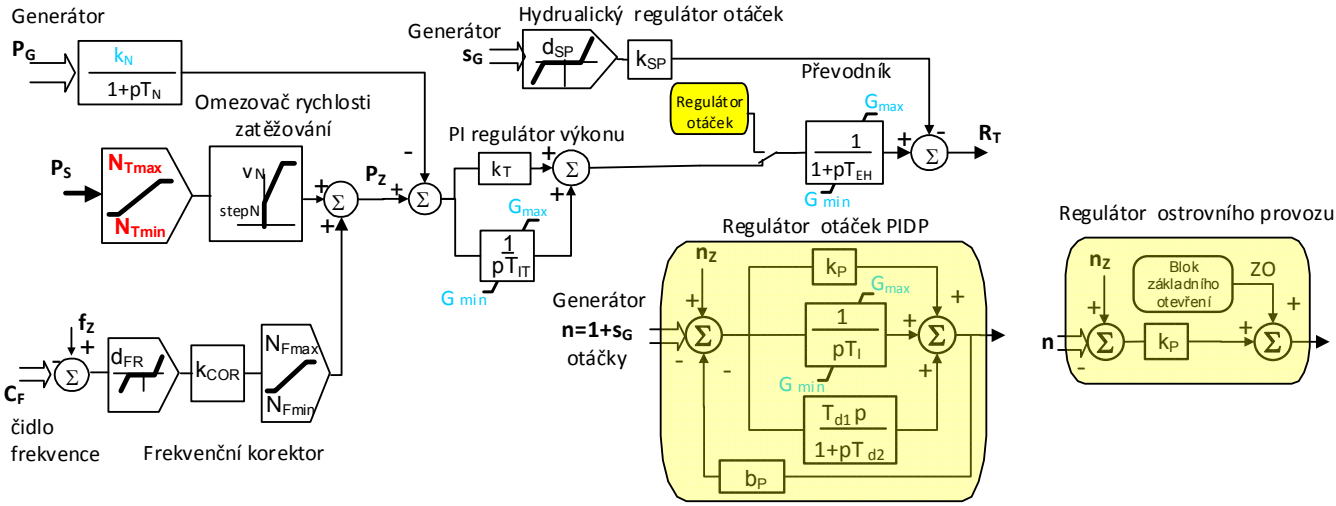
Podrobněji je chování větrné elektrárny s dvojitě napájeným asynchronním generátorem popsáno v [26] . Frekvenční stabilitou větrné elektrárny s plno-výkonovým frekvenčním měničem napájeným generátorem s permanentními magnety se zabývají příspěvky [27] , [28] a [29] (model tohoto generátoru je popsán v kap. 5.1).

3.2.6 Regulátor turbíny

Předchozí kapitoly popisovaly (s výjimkou větrné turbíny) jen modely turbín, do nichž vstupoval výstup regulátoru R_T jako vstupní veličina. Nabízí se tedy otázka, zda jde vytvořit jeden univerzální model regulátoru použitelný pro všechny typy turbín podobně, jako byl vytvořen jeden univerzální regulátor buzení použitelný pro všechny typy budicích souprav. Tato kapitola takový generický model popisuje.

Původní funkcí regulátoru turbíny bylo udržovat zadané otáčky. Tuto funkci plnil mechanický, později hydraulický regulátor otáček. Jednalo se o původní primární regulaci. S postupným propojováním elektrizačních soustav však tato původní funkce byla potlačena, neboť při synchronní spolupráci generátoru do rozsáhlé ES jsou otáčky turbíny dány frekvencí sítě. Regulátor turbíny začal především plnit funkci udržování činného výkonu generátoru na zadané hodnotě a byl modernizován na elektronickou úroveň. Vývojem vznikla dvě uspořádání elektronického regulátoru turbíny a hydraulického regulátoru otáček - sériové a paralelní. Starší mechanicko-hydraulické a hydrodynamické systémy měly tzv. sériové uspořádání, kdy hydraulický regulátor otáček (viz schéma Fig. B v publikaci I) byl funkční a jeho zadaná hodnota byla řízena elektronickým regulátorem výkonu turbíny (podrobnosti viz [30]). Modernější elektrohydraulické systémy mají tzv. paralelní uspořádání (viz schéma Fig. 8 v publikaci V), kdy hydraulický regulátor otáček tvoří zálohu elektronickému regulátoru a regulace otáček je implementována na elektronické úrovni. Je možný i trvalý paralelní provoz regulátoru výkonu a elektronického regulátoru otáček, který ovšem musí mít proporcionální (případně proporcionálně derivační) charakter. Jelikož regulátor výkonu má obvykle proporcionálně integrační charakter, je v ustáleném stavu činnost proporcionálního regulátoru otáček eliminována. Původní primární regulace byla u paralelního i sériového uspořádání zcela nebo zčásti potlačena. Proto musí být elektronický regulátor výkonu na blocích, které poskytují podpůrnou službu primární regulace frekvence, doplněn o zařízení, které původní primární regulaci nahrazuje. Tímto zařízením je tzv. frekvenční korektor, který určuje statiku primární regulace - sklon statické charakteristiky N_T=funkce(f) při paralelním provozu. Skutečný regulátor turbíny obsahuje ještě další funkce, ale pro tvorbu dynamického modelu ES, který má věrohodně simulovat odezvu výkonu turbíny na změny zatížení a frekvence sítě, je tento popis dostačující.

Obr. 3.2-7 ukazuje základní dynamický model regulátoru turbíny, který obsahuje výše uvedené komponenty:



Obr. 3.2-7 Modely regulátorů výkonu a otáček turbíny

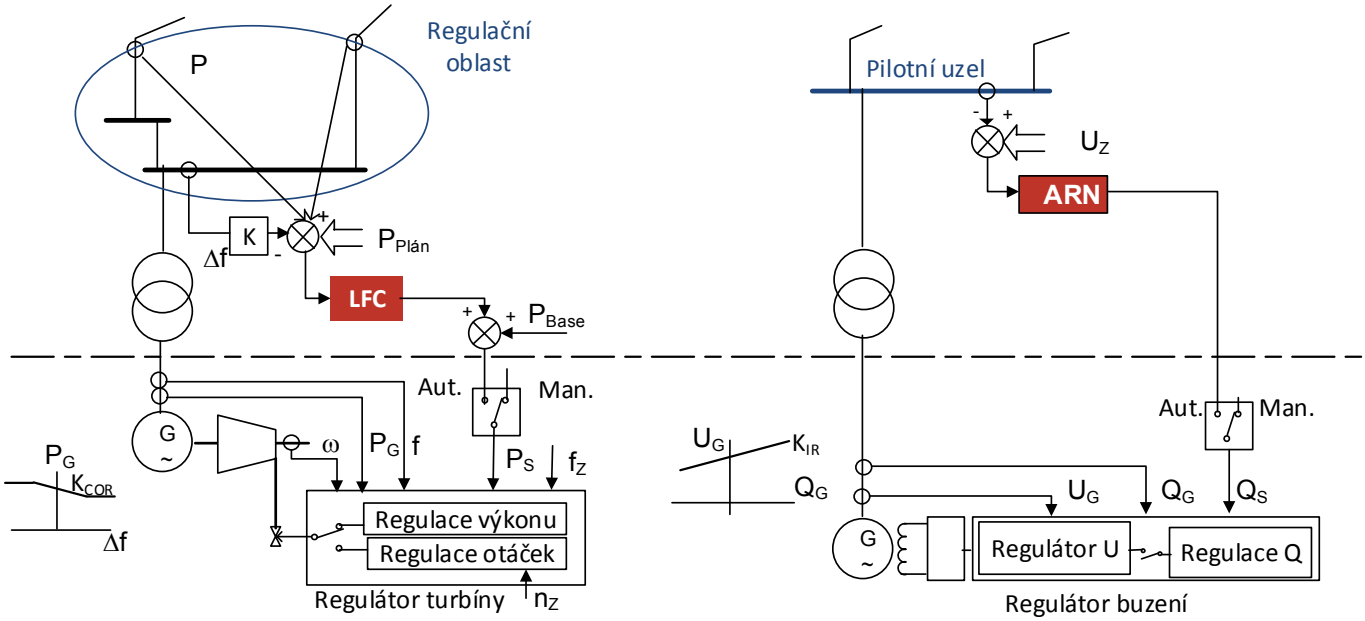
V běžném provozu je regulátor turbíny obvykle v režimu regulace výkonu. Požadovaná hodnota výkonu N_S může být korigována frekvenčním korektorem u bloků, které se podílejí na primární regulaci frekvence. Převodník převádí elektrický výstup regulátoru na hydraulický. Na výstup regulátoru je možno přičíst i výstup hydraulického regulátoru otáček pro modelování sériového uspořádání.

Regulátor otáček (v Obr. 3.2-7 značený žlutým obdélníkem) může mít různé uspořádání. V pravé dolní části obrázku jsou uvedeny dva příklady. První je regulátor typu PIDP, který se používá na vodních turbínách. Vstupem regulátoru jsou otáčky n získané v modelu ze skluzu generátoru s_G (výsledek řešení pohybové rovnice (2.2-3)) a jejich zadaná hodnota n_Z. Velikost trvalé statiky b_P rozhoduje o charakteru regulace otáček. Při nulové hodnotě se jedná o PI regulaci (astatickou), která se použije při vypnutí bloku od sítě (běhu naprázdno), při najíždění bloku před přifázováním nebo v tzv. separátním provozu, kdy blok napájí sám zatížení. Naopak nenulová hodnota zajišťuje proporcionální charakter regulace otáček, vhodný pro ostrovní provoz, kdy je připojeno více zdrojů paralelně. Hodnota b_P určuje sklon závislosti výkonu turbíny N_T na odchylce otáček od jmenovité hodnoty N_T = funkce(Δn). Druhý příklad ukazuje zjednodušeně strukturu tzv. regulátoru ostrovního provozu, která se používá na našich jaderných elektrárnách. K přepnutí do této regulace dochází automaticky při dosažení odchylky frekvence od jmenovité hodnoty ±200 mHz. Výstup regulátoru je dán součtem požadovaného základního otevření regulačních ventilů ZO a výstupu proporcionálního regulátoru otáček. Základní otevření určuje výkon turbíny při nulové odchylce otáček. Jeho účelem je přizpůsobit výkon turbíny velikosti ostrova. Měřítkem velikosti ostrova je zrychlení v okamžiku přechodu do ostrova. Při překročení zadané hodnoty zrychlení se ZO sníží na hodnotu 40% (tzv. přechod do malého ostrova), aby přeběh otáček nedosáhl mezí pro působení strojních ochran. K snížení přeběhu složí i tzv. elektrický urychlovač, který při překročení zadaného zrychlení způsobí dočasné zavření regulačních a záchytných ventilů parní turbíny (viz podrobnější blokové schéma modelu na Obr. 6.1-2).

Řešení regulace ostrovního provozu je detailněji popsáno v publikacích III a V. Chování regulátorů ostrovního provozu během reálných poruch je analyzováno v [31] . Příspěvek [32] ukazuje dynamické chování různých typů zdrojů v ostrově.

4. Systémové regulace P/f a U/Q a další prostředky pro řízení ES

Následující obrázek ukazuje základní uspořádání systémových regulací P a f (vlevo) a U a Q (vpravo). Tyto systémové regulace tvoří nadřazenou úroveň obou regulací bloku, které byly definovány v předchozí kapitole a v obrázku jsou symbolicky zobrazeny pod čerchovanou čarou.



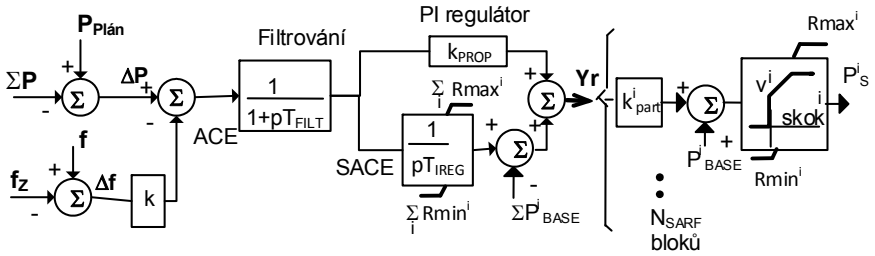
Obr. 4.-1 Principiální schéma regulací P/f (vlevo) a U/Q (vpravo)

Pokud blok poskytuje podpůrnou službu sekundární regulace P a f (přepínač v poloze Aut. pro dálkové řízení), je požadovaná hodnota činného výkonu P_S ovládána z centrálního regulátoru označeného LFC (z angl. „Load Frequency Control"). LFC udržuje hodnotu předávaných výkonů regulační oblasti (součet toků hraničních vedení) na plánované hodnotě.

Pokud blok poskytuje podpůrnou službu sekundární regulace Q (přepínač v poloze Aut. pro dálkové řízení U a Q), je požadovaná hodnota jalového výkonu Q_S ovládána z nadřazeného automatického regulátoru napětí ARN, který udržuje hodnotu napětí v pilotním uzlu na zadané hodnotě. Podrobněji jsou systémové služby a podpůrné služby popsány v knize [33] .

4.1. Model sekundární regulace P a f

Sekundární regulací P a f budeme rozumět automatickou funkci realizovanou centrálním regulátorem frekvence a předávaných výkonů. Účelem sekundární regulace P a f je udržovat zadanou hodnotu předávaného výkonu regulační oblasti zároveň s vyregulováním frekvence na jmenovitou hodnotu. Regulace frekvence má tedy astatický charakter na rozdíl od primární regulace frekvence (popsané v kap. 3.2.6), která má proporcionální charakter a zanechává trvalou regulační odchylku frekvence. Model centrálního regulátoru je zobrazen na Obr. 4.1-1.



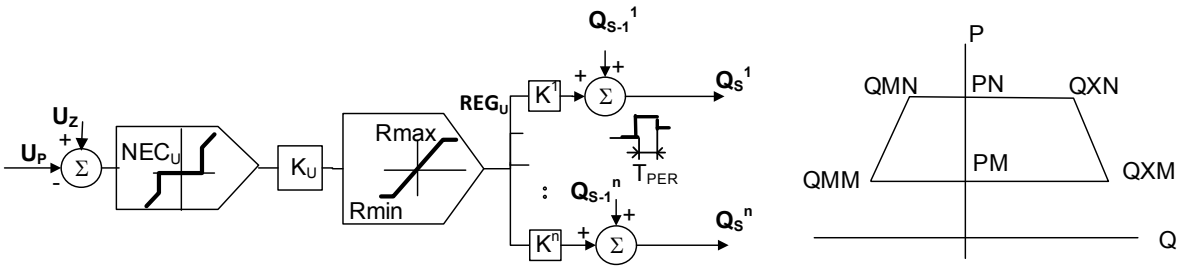
Obr. 4.1-1 Blokové schéma modelu centrálního regulátoru f a P

Centrální regulátor vyhodnocuje regulační odchylku - tzv. ACE (z angl. „Area Control Error"), kterou tvoří součet odchylky sumárního toku hraničními profily od zadané hodnoty P_{PLAN} a odchylky frekvence násobené parametrem k, který odpovídá výkonovému číslu dané regulační oblasti. Toto uspořádání zajišťuje regulaci podle síťových charakteristik a zprostředkuje tzv. princip neintervence. Ten spočívá v tom, že odchylku frekvence doreguluje jen ta regulační oblast, ve které došlo k odchylce předávaného výkonu od zadané hodnoty. Po zpracování ACE v PI regulátoru je jeho výstup rozdělen mezi jednotlivé regulační bloky přes participační koeficienty k_{part}. Součet regulačního příspěvku a základního výkonu P_{BASE} je omezen, jak co se týče rychlosti, tak i velikosti a je posílán individuálně na jednotlivé bloky jako hodnota P_S vstupující do regulátoru výkonu (viz Obr. 3.2-7). V případě, že je sekundární regulační rozsah pro všechny bloky vyčerpán (P_S^i je rovný R_{min}^i nebo R_{max}^i, čili narazí se na regulační meze bloku pro sekundární regulaci P a f), je integrační část PI regulátoru zablokována.

Vzhledem k centrálnímu charakteru nepracuje regulátor spojitě, ale s určitým vzorkovacím intervalem pro měření přenosu profilu - T_{SAMP} (je v modelu stejný jako i perioda posílání hodnot N_S^i na regulační bloky).

4.2. Model automatické regulace napětí v pilotním uzlu (ARN)

Pod pojmem ARN rozumíme automatickou regulaci napětí v pilotním uzlu. Tato regulace vyhodnocuje odchylku skutečného napětí v pilotním uzlu od zadané hodnoty a určí potřebný sumární jalový výkon pro její odregulování. Sumární výkon je rozdělen mezi jednotlivé regulační bloky zapojené do podpůrné služby sekundární regulace U a Q. Blokové schéma zjednodušeného modelu ARN je na následujícím obrázku:



Obr. 4.2-1 Blokové schéma modelu ARN a P-Q diagram s vyznačením regulačních mezí jalového výkonu Q

Do modelu vstupuje jako regulovaná veličina napětí v pilotním uzlu U_P. Zadanou hodnotou je proměnná U_Z. Regulační odchylka je vynásobena zesílením regulátoru k_U, které odpovídá citlivostnímu koeficientu $\Delta Q/\Delta U$. Regulátor má pulzně – integrační charakter. To znamená, že v každé periodě výpočetního cyklu mění ARN přímo požadované hodnoty jalového výkonu Q_S o regulační odchylku REG_U vynásobenou participačním koeficientem K i-tého regulačního bloku (v Obr. 4.2-1 jsou jednotlivé regulační bloky značeny horním indexem i a stará hodnota je značena spodním indexem -1). ARN tedy mění Q_S tak dlouho, dokud neodstraní regulační odchylku nebo se nevyčerpá regulační rozsah Rmin – Rmax. ARN řídí Q_S tak, aby blok nevybočil z mezí svého PQ diagramu. Rozsah $R_{min} - R_{max}$ a participační koeficienty K^i závisí na regulační rezervě jednotlivých bloků, která se zjistí z aktuálních výkonů generátoru P_G a Q_G pomocí vztahů:

$$R_{min}^i = QMN+(QMM-QMN)/(PN-PM)*(PN-|P_G|)-Q_G \quad \text{pro } |P_G| \geq PM; \quad R_{min}^i = QMM- Q_G \quad \text{pro } |P_G| < PM \qquad \textbf{(4.2-1)}$$

$$R_{max}^i = QXN+(QXM-QXN)/(PN-PM)*(PN-|P_G|)-Q_G \quad \text{pro } |P_G| \geq PM; \quad R_{max}^i = QXM- Q_G \quad \text{pro } |P_G| < PM$$

Regulační rozsahy činného výkonu PM - PN a jalového výkonu QMM - QXM (pro minimální činný výkon PM) a QMN - QXN (pro jmenovitý činný výkon PN) jsou vstupní data dané P-Q diagramem. Sumární rozsahy se zjistí pomocí vztahů:

$$R_{min}= \Sigma R_{min}^i \qquad R_{max}= \Sigma R_{max}^i \qquad \textbf{(4.2-2)}$$

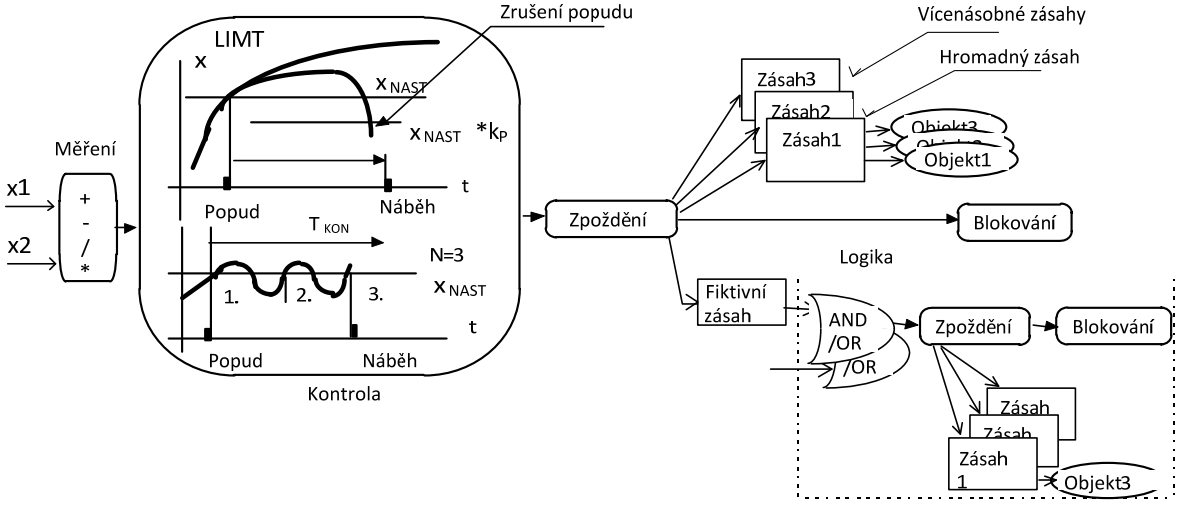
Za R_{min}^i se dosadí vztahy (4.2-1) při splnění podmínek $R_{min}^i < 0$ a současně $U_G^i > 0.95$, jinak se dosadí nula.
Za R_{max}^i se dosadí vztahy (4.2-1) při splnění podmínek $R_{max}^i > 0$ a současně $U_G^i < 1.05$, jinak se dosadí nula.
Participační koeficienty jsou úměrné podílu regulační rezervy na sumárních mezích:

$$k^i = R_{min}^i/R_{min} \text{ pro } REG_U < 0 \text{ nebo } \quad k^i = R_{max}^i/R_{max} \text{ pro } REG_U > 0 \qquad \textbf{(4.2-3)}$$

Vypočtená hodnota Q_S vstupuje přímo do modelu sekundární regulace Q podle Obr. 3.1-6 .

4.3. Modely automatik a logik

Ve výpočetním jádru DMES jsou implementovány abstraktní modely automatiky a logiky, které na základě měření průběhu vybraných proměnných a vyhodnocení logických podmínek provádějí zásah na vybraný objekt modelu ES. Realizovaný model, který vychází z konceptu v publikaci II (Fig. 2), je na následujícím obrázku:

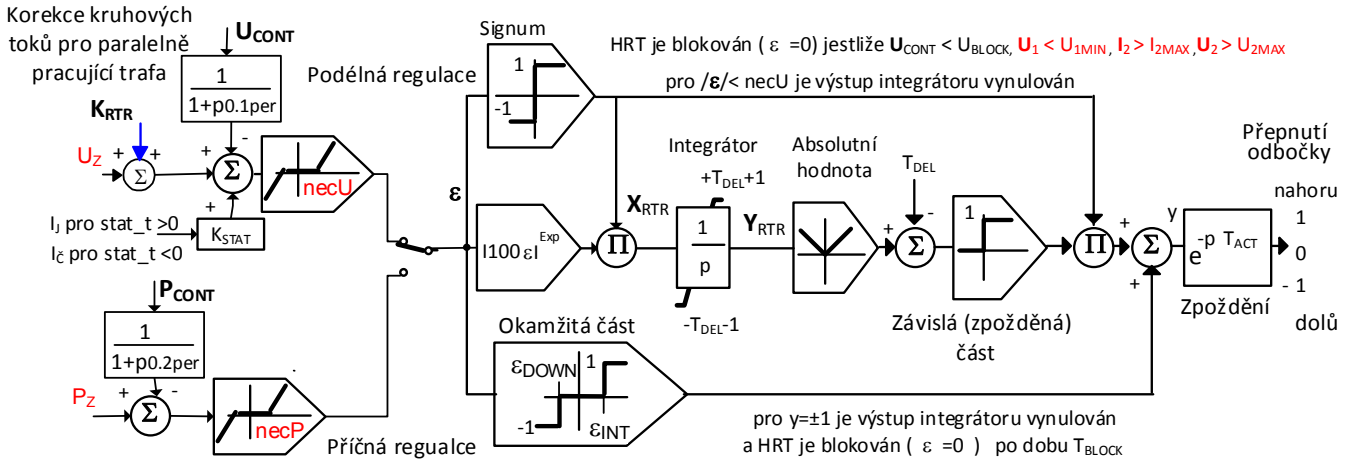


Obr. 4.3-1 Blokové schéma modelu automatiky a logiky

Úkolem měřicího článku je vybrat příslušnou proměnnou pro vstup kontrolního článku, který při splnění zadaných podmínek dává popud k zásahu, který se uskuteční se zadaným zpožděním. Zásah může jako fiktivní vstupovat do logiky, která při splnění logických podmínek provede zásah podobně jako automatika.

4.4. Automatické přepínání odboček trafa (HRT)

Trafa mohou udržovat napětí na jednom z vinutí v zadaných mezích přepínáním odboček pod zatížením. Přepínání je řízeno automaticky regulátorem (nazývaným také hladinový regulátor transformátoru HRT) – jedná se o podélnou regulaci. U PST může regulátor pracovat v příčné regulaci a udržovat tok činného výkonu na zadané hodnotě P_Z. Blokové schéma modelu je na následujícím obrázku:



Obr. 4.4-1 Blokové schéma modelu regulace odboček trafa pod zatížením

Jestliže v režimu podélné regulace regulované napětí U_{CONT} korigované statikou a případně signálem K_{RTR} vybočí od zadané hodnoty U_Z o necitlivost necU, dojde k přepnutí odbočky se zpožděním daným součtem doby T_{ACT} (modelující zpoždění vlastního přepnutí) a doby T vyplývající z charakteristiky regulátoru. Charakteristika je určena mocninnou funkcí v závislosti na parametrech T_{DEL} a Exp. V případě, že je konstantní regulační odchylka ε, pak je $T = T_{DEL}/100\varepsilon^{-Exp}$. Pro volbu Exp = 0 je T rovno T_{DEL} a nezávisí na regulační odchylce ε. Pro volbu Exp = 1 se jedná o inverzní charakteristiku – doba T je nepřímo úměrná ε. V případě, že odchylka je větší než hodnota ε_{INT}, nebo naopak menší než ε_{DOWN}, dojde k povelu na přepnutí okamžitě. Od povelu k přepnutí uplyne zadaná doba T_{ACT}. Po přepnutí je činnost regulátoru blokována po dobu T_{BLOCK}, která zajistí jednak odeznění přechodných dějů a jednak opětnou pohotovost přepínacího mechanismu pro další přepnutí. Při poklesu napětí pod hodnotu U_{BLOCK} je činnost regulace zablokována tak, aby nezhoršovala provozní stavy při deficitu jalového výkonu. Dále je možné zadat nenulovou hodnotu statiky stat_t. Je-li tato hodnota kladná, zadaná hodnota napětí je korigována úměrně činnému zatížení trafa. Je-li hodnota statiky záporná, jedná se o kompaundaci jalovým proudem. První způsob je vhodný pro kompenzovanou zátěž, kdy jalové zatížení trafa je malé. Obojí pak umožňuje kompenzovat úbytky napětí na trafu, eventuálně i úbytky napětí v síti. Pokud se regulační odchylka ε dostane zpět do pásma necitlivosti necU, integrátor se vynuluje $Y_{RTR} = 0$. Pro N paralelně pracujících transformátorů se provádí pro odstranění kruhových toků jalového výkonu (viz také [34]) korekce zadané hodnoty podle vztahu:

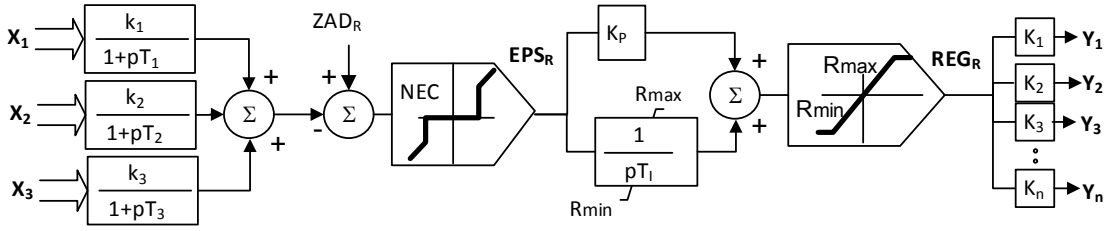
$$K_{RTR} = \left(Q - S_n \frac{\sum_{i=1,N} Q_i}{\sum_{i=1,N} S_{ni}} \right) \frac{\sum_{i=1,N} Z_i}{U_2} \qquad \textbf{(4.4-1)}$$

Q a U_2 jsou měřené hodnoty jalového výkonu a napětí sekundáru, S_n a Z jsou jmenovité výkony a zkratové impedance (měřené na sekundáru) paralelně pracujících traf.

V režimu příčné regulace se blokování od hodnoty napětí a proudu neprovádí.

4.5. Model obecného regulátoru

Kromě výše uvedených specifických regulátorů lze definovat model obecného regulátoru, který si uživatel může nakonfigurovat podle svých potřeb, Blokové schéma je na Obr. 4.5-1:



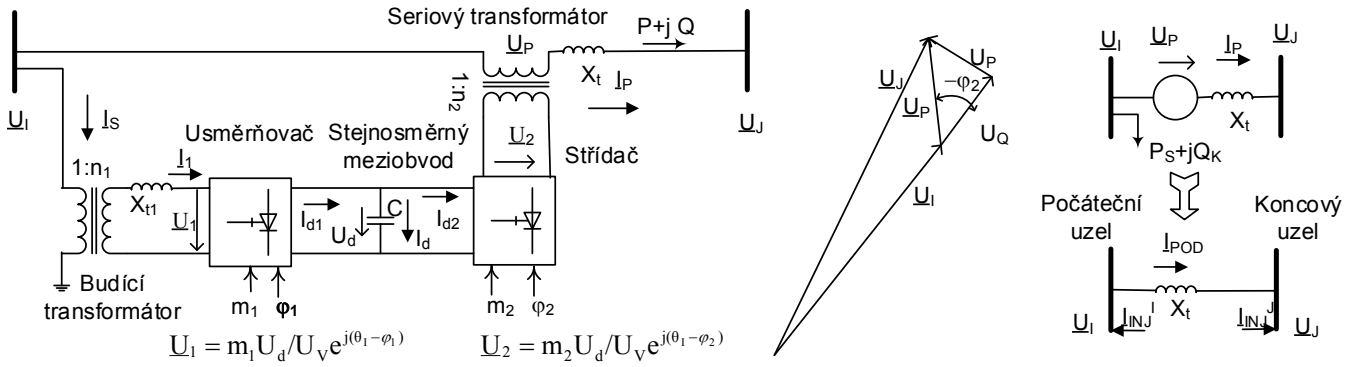
Obr. 4.5-1 Blokové schéma modelu obecného regulátoru

Model obsahuje tři volitelné vstupy X_1 - X_3, Výstup PI regulátoru lze rozdělit přes participační koeficienty k mezi výstupní signály Y, které lze přičíst k zadané hodnotě regulátorů buzení, turbín a přepínání odboček transformátorů jako korekční signály.

4.6. Model UPFC

Zařízení typu UPFC („Unified Power Flow Controller“) patří do rodiny tzv. FACTS („Flexible AC Transmission System“) a kombinuje schopnosti zařízení typu STATCOM (což je SVC- „Static VAR Compensator“ vybavený moderními GTO tyristory) a TCSC („Thyristor controlled series compensator”). UPFC umožňuje nezávislé a plynulé řízení toku činného i jalového výkonu přes vedení, doplněné o možnost tlumení systémových kyvů. Je tedy nejpokročilejším zařízením FACTS.

UPFC sestává ze dvou transformátorů – budicího napájejícího usměrňovač a sériového (booster), zapojeného v sérii s vedením a napájeného ze střídače. Mezi usměrňovačem a střídačem je vložený stejnosměrný meziobvod tvořený kondenzátorem o kapacitě C. Principiální schéma UPFC je v levé části Obr. 4.6-1, kde reálný transformátor je nahrazen ideálním s převodem n_1 a reaktancí X_{t1} v sérii.



Obr. 4.6-1 Schéma UPFC zapojeného mezi uzly I a J a ekvivalentní matematický model

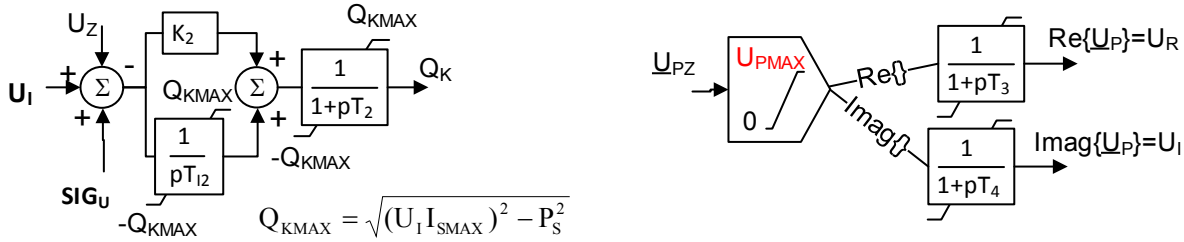
Usměrňovač i střídač jsou vybaveny moderními tyristory GTO („Gate Turn-Off“), takže lze pomocí pulzně šířkové modulace PWM („Pulse Width Modulation“) měnit plynule amplitudu i fázi jednotlivých napětí změnou řídicích proměnných m a φ. Výsledkem je, že ke vstupnímu napětí $\underline{U}_I$ se přičítá napětí $\underline{U}_S$, jak ukazuje fázorový diagram v prostřední části obrázku. Podélnou a příčnou složku napětí U_Q a U_P lze plynule měnit a řídit tak přenosové poměry.

UPFC lze v modelu sítě nahradit vložením napětí $\underline{U}_P$ do série s napětím $\underline{U}_I$ a výkony P_S a Q_K odebíranými v počátečním uzlu I (viz např. [35]), jak ukazuje náhradní schéma v pravé části obrázku. Kompenzační jalový výkon Q_K se používá pro regulaci napětí v počátečním uzlu na zadanou hodnotu. Proměnné napětí $\underline{U}_P$ se používá pro udržování toků činného a jalového výkonu $\underline{S}_Z = P+jQ$ na zadané hodnotě. P_S je činný výkon, který je přenášený měničem. Pro použití v počítačovém programu je vhodné nahradit sériové napětí $\underline{U}_P$ dvojicí vstřikovaných proudů $\underline{I}_{INJ}$ v počátečním a koncovém uzlu:

$$\underline{I}_{INJ}^J = \underline{U}_P/jX_t \quad \underline{I}_{INJ}^J = -\underline{I}_{INJ}^I - (P_S-jQ_K)/\underline{U}_I^* \quad P_S = \text{real}\{\underline{U}_P \underline{I}_{POD}^*\} \quad \underline{I}_{POD} = (\underline{U}_I-\underline{U}_J)/jX_t \qquad \textbf{(4.6-1)}$$

$$\underline{U}_{PZ} = jX_t((P_Z-jQ_Z)/\underline{U}_J^* - \underline{I}_{POD}) \quad \underline{U}_P = (U_R+jU_I)$$

Hodnoty uzlových napětí v počátečním a koncovém uzlu jsou výsledkem výpočtu chodu sítě, kam naopak hodnoty vstřikovaných proudů vstupují. Požadovaná hodnota napětí $\underline{U}_P$ se vypočítá podle vztahu (4.6-1). Výpočet tedy probíhá iteračním způsobem, až je dosaženo požadované přesnosti řešení. Zbývající proměnné $\underline{U}_P$ a Q_K jsou akční veličiny, pomocí nichž se provádí řízení UPFC. Kompenzační výkon Q_K je akční veličinou regulátoru napětí v počátečním uzlu a $\underline{U}_P$ je akční veličinou pro regulaci toků. Na základě rešerše literatury [35] a [36] a testování účinnost regulace pro plnění funkce regulace napětí v počátečním uzlu I a regulace P a Q v koncovém uzlu J (viz [37]) byly vytvořeny modely, znázorněné na následujícím obrázku:



Obr. 4.6-2 Blokové schémata regulace napětí a toků PQ pro model UPFC

Pro regulaci přenášeného výkonu se podle (4.6-1) spočítá požadovaná hodnota vloženého napětí $\underline{U}_{PZ}$. Model kontroluje nepřekročení mezní hodnoty amplitudy tohoto napětí `Upmax`. Rovněž je kontrolováno nepřekročení hodnoty dovoleného toku činného výkonu měničem `Psmax`. Pokud je tato hodnota dosažena a napětí v počátečním uzlu je větší než 70% vztažného napětí uzlu, přepočte se fázový úhel napětí $\underline{U}_{PZ}$ tak, aby se výkon omezil na hodnotu `Psmax`. Napětí $\underline{U}_{PZ}$ se rozdělí na činnou a reálnou část U_R a U_I a ty se upraví v členu zpoždění 1. řádu pro zachování stability výpočtu.

Pro regulaci U_I byl implementován jednoduchý PI regulátor s možností zadání doplňkového signálu SIG_U (stabilizační signál), který umožňuje UPFC plnit další funkce, např. tlumení elektromechanických a systémových kyvů (viz [29]).

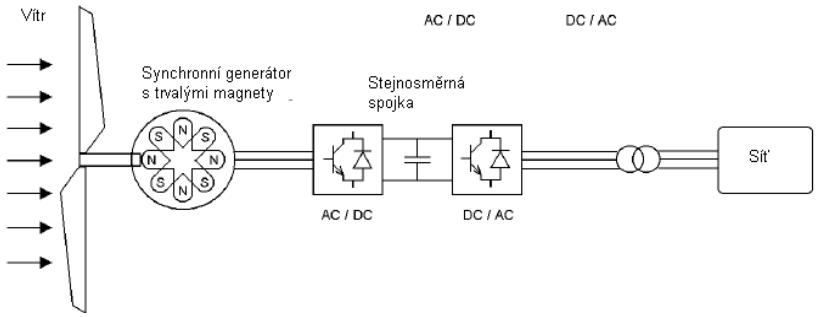
Rovněž je kontrolováno nepřekročení mezní hodnoty amplitudy proudu budicího trafa `ISmax`. V případě potřeby se omezuje požadovaný kompenzační výkon Q_K (přenášený činný výkon má prioritu).

5. Modelování nesynchronně připojených zdrojů

Tato kapitola se zabývá modely zdrojů, které jsou k síti připojeny nesynchronně přes výkonovou elektroniku (plno výkonové měniče). Jedná se především o větrné elektrárny se synchronními generátory a fotovoltaické elektrárny.

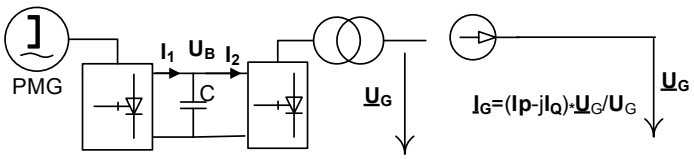
5.1. Model synchronního stroje s permanentními magnety a plnovýkonovým měničem

Tento způsob vyvedení výkonu se používá u větrných turbín větších výkonů. Uspořádání ukazuje následující obrázek:



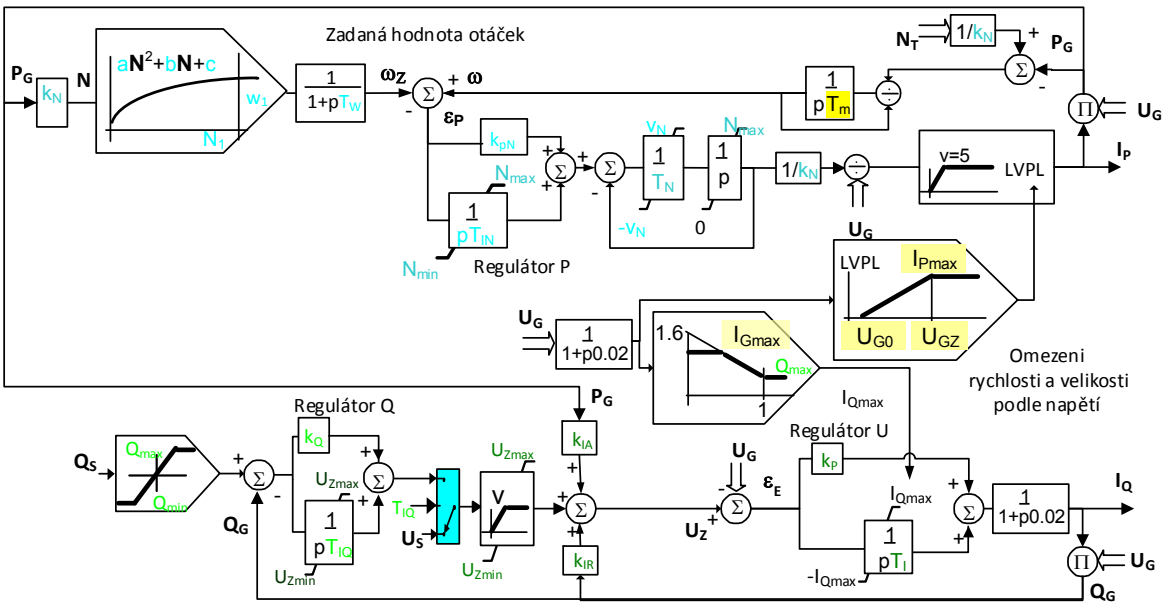
Obr. 5.1-1 Vyvedení výkonu větrné turbíny přes plnovýkonový měnič (převzato a upraveno podle [38])

Vícepólové uspořádání synchronního generátoru dovoluje přizpůsobit otáčky generátoru otáčkám vrtule větrné turbíny a odpadá tak potřeba převodovky. Synchronní stroj s permanentními magnety napájející plnovýkonový frekvenční měnič je označován také zkratkou PMGC (z angl. „Permanent Magnet Generator with Converter“). Vektorové řízení měniče pomocí pulzně šířkové modulace umožňuje rychlou (z hlediska elektromechanických přechodných dějů prakticky okamžitou) regulaci přenášených výkonů. Principiální schéma a odpovídající model jsou na následujícím obrázku:



Obr. 5.1-2 Schéma zapojení PMGC a odpovídající model

Vlastní implementace modelu je znázorněna v pravé části obrázku. Generátor s měničem je v souladu s doporučením [39] modelován pomocí Nortonova ekvivalentu. Model regulace je na Obr. 5.1-3. Regulace spočívá ve dvou oddělených smyčkách pro požadovaný činný a jalový výkon. Cílem regulace P je přizpůsobovat činný výkon dodávaný do sítě tak, aby odpovídal výkonové rovnováze soustrojí, tedy výkonu vyráběnému větrnou turbínou v závislosti na rychlosti větru. V případě výkonové nerovnováhy a vzniku regulační odchylky ε_P je požadovaný výkon měněn trendem v_N, aby se dostal do souladu s výkonem turbíny. Naopak při poklesu dodávky do sítě P_G (např. vlivem zkratu) se zmenšují zadané otáčky ω_Z (vstupující i do modelu turbíny), čímž se zmenšuje akcelerace soustrojí. Zároveň se při poklesu napětí omezuje dodávka činného výkonu tak, aby bylo možné dodat více jalového výkonu – viz blok označený LVPL (z angl. „Low Voltage Power Logic“). Jalový výkon je řízen buď pro regulaci napětí U_G (primární regulace) nebo dodávaného jalového výkonu Q_G (sekundární regulace) v závislosti na hodnotě parametru T_{IQ} (pro nulovou hodnotu se jedná o primární regulaci). Velikost jalového výkonu je omezena napětím.

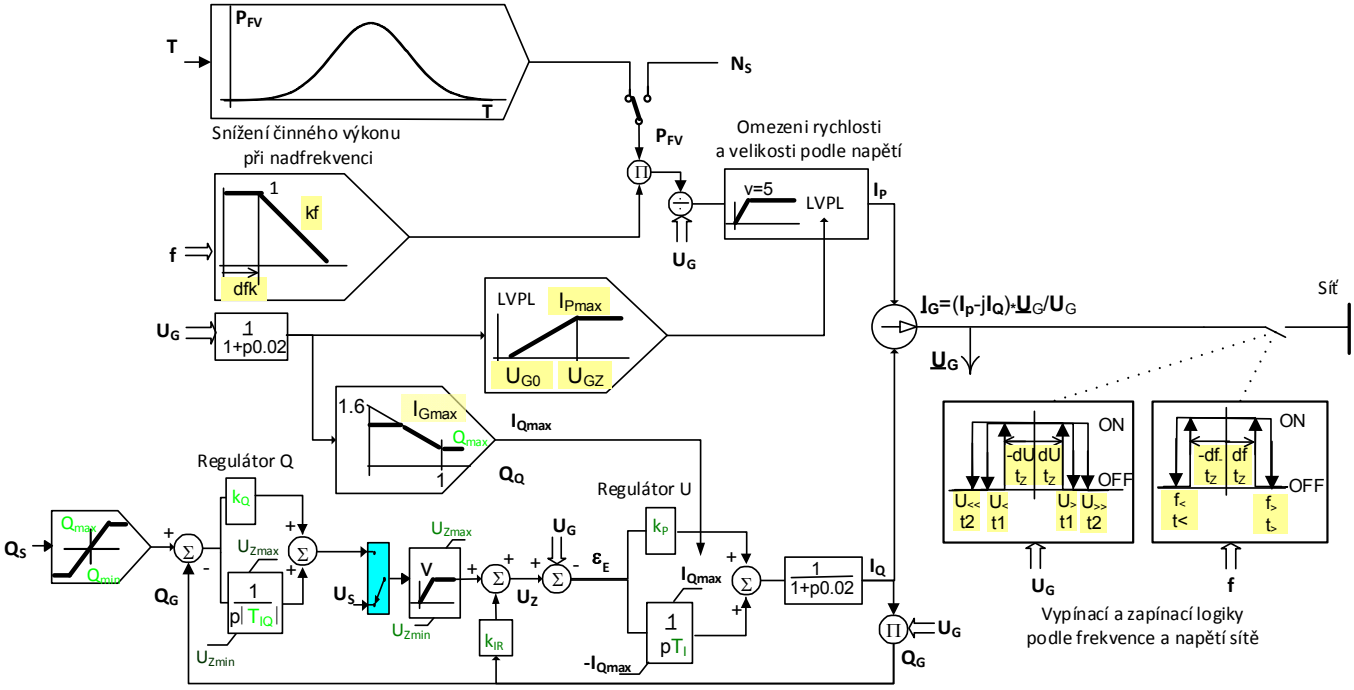


Obr. 5.1-3 Schéma modelu regulátoru PMGC

Chování větrné elektrárny s modelem PMGC v ostrovním provozu je ukázáno v publikaci VI (Figure 8).

5.2. Model fotovoltaické elektrárny

V souladu s dokumentem [40] je možno FvE modelovat pomocí zjednodušeného modelu frekvenčního měniče (střídače) jako Nortonův ekvivalent vstřikovaného proudu $\underline{I}_G$ do sítě (podobně jako u modelu PMGC z předchozí kapitoly). Model ukazuje následující obrázek:

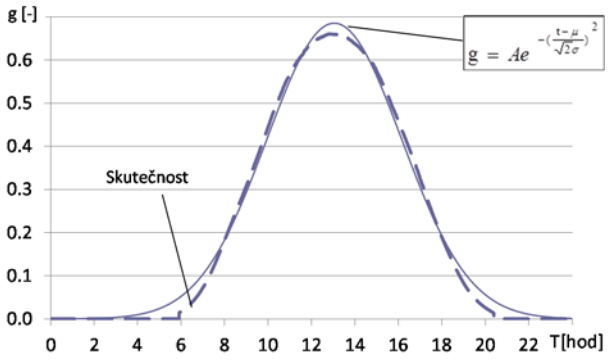


Obr. 5.2-1 Model FvE

Činná část proudu I_P je určena výkonem fotovoltaických panelů P_{FV}. Pro výpočty dlouhodobé dynamiky je možno modelovat závislost dostupného výkonu P_{FV} na denní době T v hodinách ($T \in \{0,24\}$). Dostupný výkon FvE s maximálním (instalovaným) výkonem P_{FVp} lze pak aproximovat kvadratickou nebo kubickou funkcí podle vztahů:

$$P_{FV} = P_{FVp} * g \qquad g \equiv Ae^{-\left(\frac{T-\mu}{\sqrt{2}\sigma}\right)^2} \qquad g \equiv Ae^{-0.5\left(\frac{|T-\mu|}{|\sigma|}\right)^3} \qquad \textbf{(5.2-1)}$$

kde A, σ, α jsou parametry. Na Obr. 5.1-2 je porovnání aproximace g se skutečným průběhem výroby FvE v letním jasném dni.



Obr. 5.2-2 Časová závislost výkonu FvE na denním čase T pro jasný letní den v ČR

Model umožnuje snižování výkonu při nad-frekvencích (f > 50+dfk) lineárně podle směrnice kf a plnit tak požadavky Evropského síťového kodexu [2] . Součástí modelu je i vypínací logika, která vypíná blok při vybočení frekvence a napětí sítě ze zadaných mezí. Zapínací logika zapne blok po návratu odchylky frekvence/napětí do dovoleného pásma. Při znovu-zapnutí zapínací logikou FvE najíždí na dosažitelný výkon P_{FV} zadanou rychlostí.

Pro modelování oblačného dne je možno zadat kombinaci goniometrických funkcí modulujících aproximaci g:

$$P_{FV} = P_{FVp}\, g\left\{1 + k\left[\sin(\Omega T + \psi) + \sin(2.5\,\Omega T + \psi) + \sin(8\,\Omega T + \psi)\right]\right\} \qquad \textbf{(5.2-2)}$$

konstanta ψ závisí na konkrétním rozložení FvE v krajině, protože určuje posunutí superponovaných sinusovek v čase. Tím se simuluje časové zpoždění v přecházení mraků přes různě umístěné elektrárny. Parametrem k se volí stupeň oblačnosti a Ω se pohybuje kolem π/12. Podrobněji je využití modelu popsáno v příspěvku [27] .

Model FvE byl použit v publikaci VII pro analýzu frekvenční stability synchronní zóny CE během zatmění Slunce 20. 3. 2015. V šesti uzlech modelu bylo simulováno proměnné zatížení i proměnná výroba FvE během dopoledne a schopnost zóny tyto změny odregulovat a udržet odchylku frekvence v bezpečném pásmu ±200 mHz. Při překročení tohoto pásma je riziko vypnutí velkého objemu FvE frekvenčními ochranami (podrobněji viz příspěvky [41] a [42] a článek [43]).

6. Využití dynamického modelu ES

Dynamický model ES byl vyvíjen od poloviny 80. let minulého století jako součást síťového simulátoru MODES, který byl původně určen pro výuku studentů na Katedře elektroenergetiky Fakulty elektrotechnické ČVUT. Později byly dynamické modely dále zdokonalovány v rámci řešení dílčích částí státního úkolu Paralelní provoz ES ČSFR se soustavami UCPTE [30] . Během přípravné fáze připojování k UCPTE byly v rámci uskupení CENTREL prováděny rozsáhlé studie, které prokazovaly schopnost jednotlivých soustav plnit náročné požadavky a podmínky propojení obou soustav. Pomocí programu MODES byly prováděny simulační výpočty frekvenční stability, jejichž výsledky byly publikovány mezinárodně [44] i jako šíření osvěty v tuzemsku [45] . Koncept primární regulace frekvence (jejíž realizace byla jedním z klíčových podmínek připojení k UCPTE) byla nová a odlišná od koncepcí regulace frekvence v dřívějším propojení východní Evropy MIR, kam byly státy CENTREL připojeny v období 1979 - 1993.

Schopnosti programu MODES simulovat dynamické chování složitých a rozsáhlých ES byla využita i v mezinárodním výzkumně - vývojovém projektu e-Highway 2050, který zkoumal různé scénáře vývoje budoucích evropských soustav. Výsledky analýz frekvenční stability jsou ukázány v příspěvku [46] . V publikaci VIII je popsána obdobná analýza jen na jednodušším jednouzlovém modelu synchronního propojení CE.

6.1. Integrace výpočtového jádra MODES do dispečerského tréninkového simulátoru DTS

Idea používat výpočtové jádro simulátoru MODES víceúčelově byla poprvé prezentována v r. 1997 na 4. mezinárodním semináři o dispečincích ES [47] ve formě:

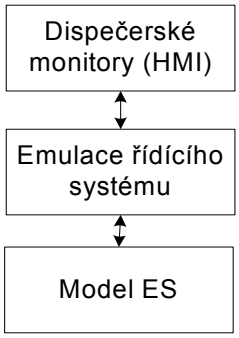
a) trojrozměrného využití výpočtového jádra (v závislosti na typu dynamiky, kontextu a způsobu využití, viz také Fig. 1 v publikaci II)
b) hierarchického uspořádání jádra (základní model + nadřazené regulace a automatiky).

Byly definovány dvě využití výpočtového jádra v sítovém simulátoru MODES a ve formě DLL, kterou lze připojit v libovolném programu, vytvořenému v prostředí Windows a uzpůsobenému volání jednotlivých vstupních bodů simulačního jádra.

V publikaci II jsou již tři vstupní body výpočetního jádra definovány (Prolog pro načtení vstupních dat, Simulace (pro opakované volání a získání výstupních veličin modelu a nakonec Epilog pro ukončení výpočtu viz Fig. F v publikaci I).

Opačný případ, kdy MODES naopak byl schopen vyvolat procedury vytvořené v prostředí MATLAB a obsahující např. podrobné modely kotlů nebo turbín, byl publikován na kongresu IFAC v r. 1999 [48] . V programu MODES byla tato funkčnost dlouho udržována a až od verze 2.3 zrušena pro nezájem uživatelů.

V příspěvku [49] na konferenci Automatizace energetických procesů v r. 2006 bylo publikováno základní uspořádání DTS zobrazené na následujícím obrázku.



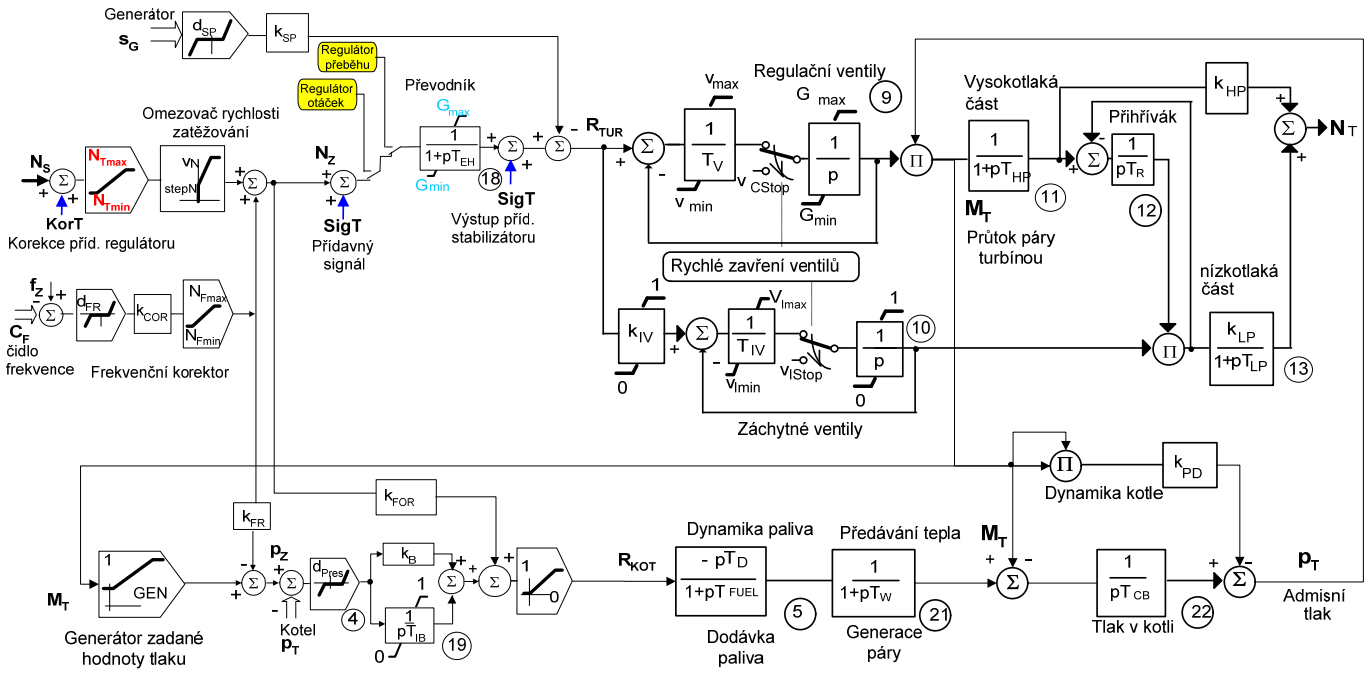
Obr. 6.1-1 Základní architektura DTS

Jako model ES mělo být použito právě výpočetní jádro používané v programu MODES.

V příspěvku [50] byly podrobněji rozpracovány požadavky na dynamický model, nezbytné pro jeho použití v DTS. Model by měl umožnovat simulaci:

1. zkratů (symetrických i nesymetrických, kovových i odporových),
2. vypnutí generátorů, transformátorů, vedení (včetně rozpojení fází) případně i kompenzačních zařízení,
3. zapnutí transformátorů, vedení a spínačů (buď prosté nebo pomocí fázovacích zařízení či opětného zapnutí),
4. fázování a najetí generátorů na výkon,
5. rozběhu nebo vypnutí asynchronních pohonů,
6. přepnutí odboček transformátoru,
7. změn zadaných hodnot regulátorů (na elektrárenských blocích, transformátorech),
8. změn zatížení v uzlech (skokové i trendové).

Modely komponent byly průběžně vylepšovány pro věrohodnou simulaci dynamiky ES. Například Obr. 6.1-2 (převzatý z [50]) ukazuje zdokonalený model parní turbíny, doplněný i o model kotle pro simulaci **dlouhodobé dynamiky** ES.



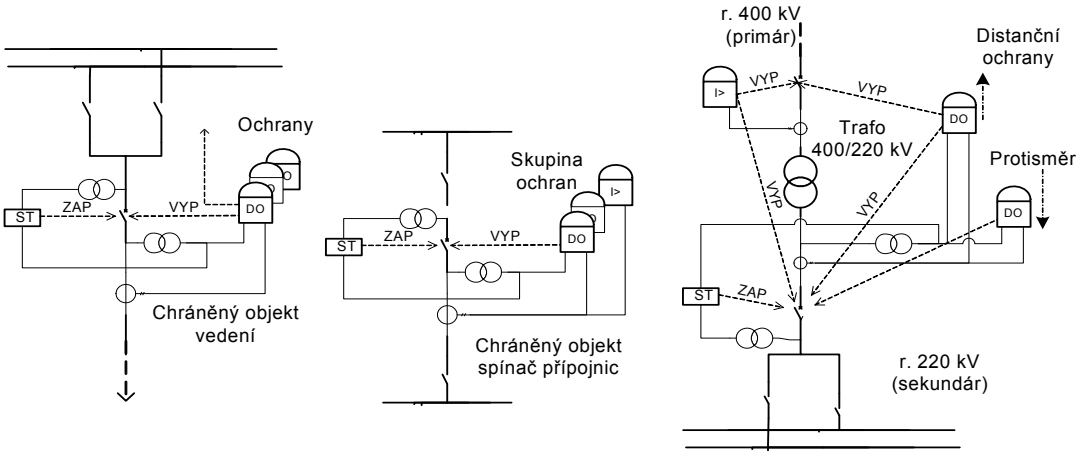
Obr. 6.1-2 Kompletní model turbíny včetně vazby na kotel

Oproti Obr. 3.2-1 model obsahuje přičítání korekčního signálu KorT (výstupů obecného regulátoru popsaného v kap. 4.5) a funkci rychlého řízení ventilů pro zvýšení uhlové stability (viz také [51]).

V příspěvku [3] byl definován koncept modelu vývodu, který sdružuje do jednoho objektu tzv. univerzální model distanční a nadproudové ochrany a synchronizační zařízení. Sdružení těchto zařízení do jednoho objektu mělo tyto důvody:

- zařízení mají podobnou funkci – na základě měření fyzikálních veličin (v modelu proměnných) mění stav příslušného vypínače – vypínají v případě ochran a zapínají v případě synchronizačního zařízení,
- zařízení mají společné atributy – rozvodnu a vedení, trafo nebo spínač přípojnic (příčný nebo kombinovaný),
- zjednodušení (a urychlení výpočtu) tím, že bude model vývodu v jednom programovém modulu, který spočítá příslušné proměnné najednou,
- zjednodušení zadávání vstupních dat tím, že řada dat bude společných.

Principiální schémata jednotlivých typů vývodů jsou zobrazeny na následujícím obrázku:



Obr. 6.1-3 Schéma vývodu pro vedení, spínač přípojnic a transformátor

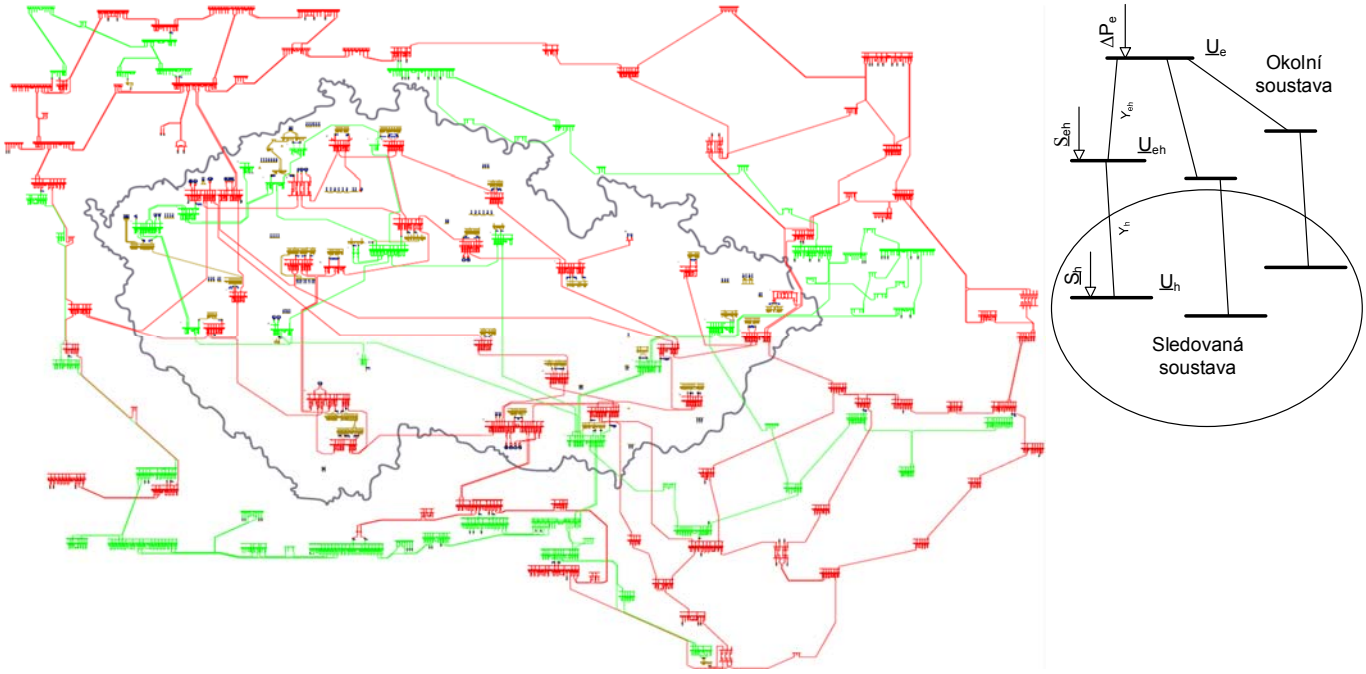
Univerzální model distanční ochrany uvažuje zjednodušeně obdélníkové charakteristiky jednotlivých impedančních článků a obsahuje:

- až 5 stupňů článků měřících smyčky fáze - země pro zemní zkraty,
- až 5 stupňů článků měřících smyčky fáze - fáze pro symetrické poruchy a
- závoru proti kývání, skládající se ze dvou obdélníků IN a OUT.

Závora proti kývání měří (podobně jako distanční ochrana) zdánlivou impedanci jako podíl fázorů napětí a proudu. Při setrvání měřené impedance v pásmu mezi obdélníky IN a OUT déle než je nastavený čas, závora okamžitě blokuje funkci všech impedančních článků kromě prvního stupně. Při splnění podmínky zvýšeného výskytu netočivé složky proudu se funkce závory ukončí (při nesymetrických poruchách není závora proti kývání funkční). Funkce závory je popsána i v publikaci IV.

Podrobněji se modelováním ochran zabývají i příspěvky [52] a [53] .

V příspěvku [54] byly prezentovány výpočty v síťovém simulátoru MODES na vstupních datech z DTS, který se v té době uváděl do provozu na dispečinku provozovatele přenosové soustavy v ČR, ČEPS, a.s. Jelikož výpočtové jádro dynamického modelu ES (zde již nazývané DMES) je pro oba simulátory totožné, budou i výsledky výpočtů na stejných vstupních datech obdobné, i když pracovní postup je pro oba prostředky odlišný. Příspěvek se zabývá i modelováním zbytku synchronní zóny CE (mimo sledovanou soustavu) v DTS. Jednopólové schéma sledované soustavy z té doby je zobrazené v levé části Obr. 6.1-4. Sledovaná soustava je ta část synchronní zóny CE, která je měřena v aplikaci SCADA (z angl. „Supervisory Control and Data Acquisition“), která tvoří základ dispečerského řídicího systému.



Obr. 6.1-4 Schéma sledované soustavy DTS (vlevo) a ekvivalent zbytku synchronního propojení CE (vpravo)

Červeně jsou zobrazena vedení 400 kV a zeleně vedení 220 kV. Sledovaná soustava se skládá z řízené soustavy, kterou je přenosová soustava ČR (kterou může dispečer ovládat) a z několika smyček v sousedních soustavách.

Pro věrohodné chování DTS z hlediska frekvenční stability je potřeba doplnit model o zbytek synchronní zóny - připojit k detailnímu modelu sledované soustavy ekvivalentu tak, aby byly splněny následující podmínky:

1. bylo zachováno výkonové číslo soustavy (nazývané také K-faktor, viz poznámka pod čarou 1 v publikaci V),
2. tok výkonu hraniční větví odpovídá původnímu odběru výkonu $\underline{S}_h$ v hraničním uzlu sledované soustavy,
3. toky jalového výkonu z ekvivalentního uzlu byly minimální,
4. napětí v hraničním uzlu $\underline{U}_h$ sledované soustavy zůstalo zachováno.

Za těchto podmínek se nemusí provádět přepočet chodu sítě při připojení ekvivalentu k sledované části (jsou zachovány Kirchhoffovy zákony) a propojený model dává odpovídající odchylky frekvence při vzniku výkonové nerovnováhy. Schéma takového jednoduchého ekvivalentu je na Obr. 6.1-4 vpravo.

Z 2. podmínky se spočítá z napětí $\underline{U}_h$ a admitance hraničního vedení $\underline{y}_h$ napětí v hraničním uzlu ekvivalentu $\underline{U}_{eh}$:

$$\underline{U}_{eh} = \underline{U}_e + (\underline{S}_h / \underline{U}_h)^* / \underline{y}_h = U_{eh} e^{j\vartheta_{eh}} \qquad \textbf{(6.1-1)}$$

Amplituda napětí v ekvivalentním uzlu U_e se určí z 3. podmínky a známých admitancí větví ekvivalentu $\underline{y}_{eh}$:

$$U_e = \sum U_{eh} \cdot y_{eh} / \sum y_{eh} \qquad \textbf{(6.1-2)}$$

Sumace se provádějí přes všechny větve ekvivalentu $\underline{y}_{eh}$, které se určí vylučováním uzlů výchozího modelu sítě postupem uvedeným např. v [55] , přičemž odpory vedení jsou zanedbány. Úhel napětí ekvivalentního uzlu se spočítá z rovnic:

$$\vartheta_e = \arcsin\left(\frac{P_e}{U_e\sqrt{A^2+B^2}}\right) + \alpha \qquad \alpha = \arcsin\left(\frac{B}{\sqrt{A^2+B^2}}\right) \qquad \textbf{(6.1-3)}$$

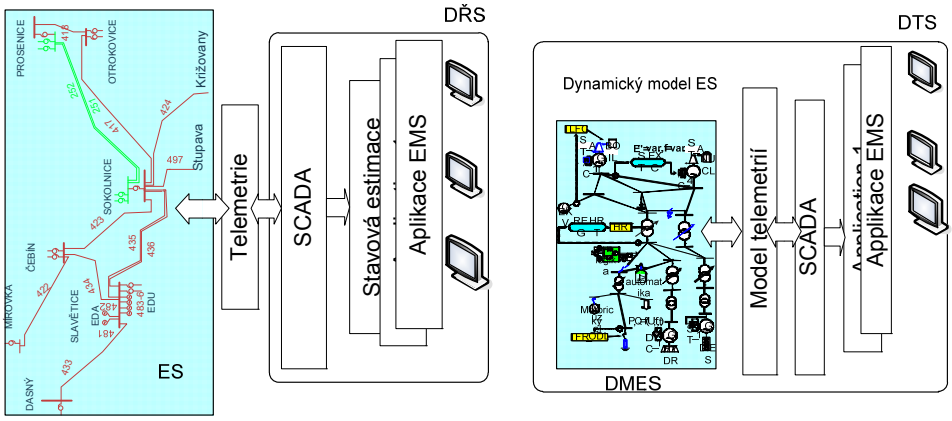
$$A = \sum U_{eh} \cdot y_{eh} \cdot \cos\vartheta_{eh} \qquad B = \sum U_{eh} \cdot y_{eh} \cdot \sin\vartheta_{eh}$$

Kompenzační vstřiky v hraničních uzlech ekvivalentu a dodávka jalového výkonu se dopočítá podle vztahů.

$$\underline{S}_{eh} = \underline{U}_{eh}\left[\underline{U}_{eh}(\underline{y}_{eh} + \underline{y}_h) - \underline{U}_e \cdot \underline{y}_{eh} - \underline{U}_h \cdot \underline{y}_h\right]^* \qquad Q_e = \mathrm{imag}\{\underline{U}_e \sum(\underline{U}_e - \underline{U}_{eh})^* \underline{y}_{eh}^*\} \qquad \textbf{(6.1-4)}$$

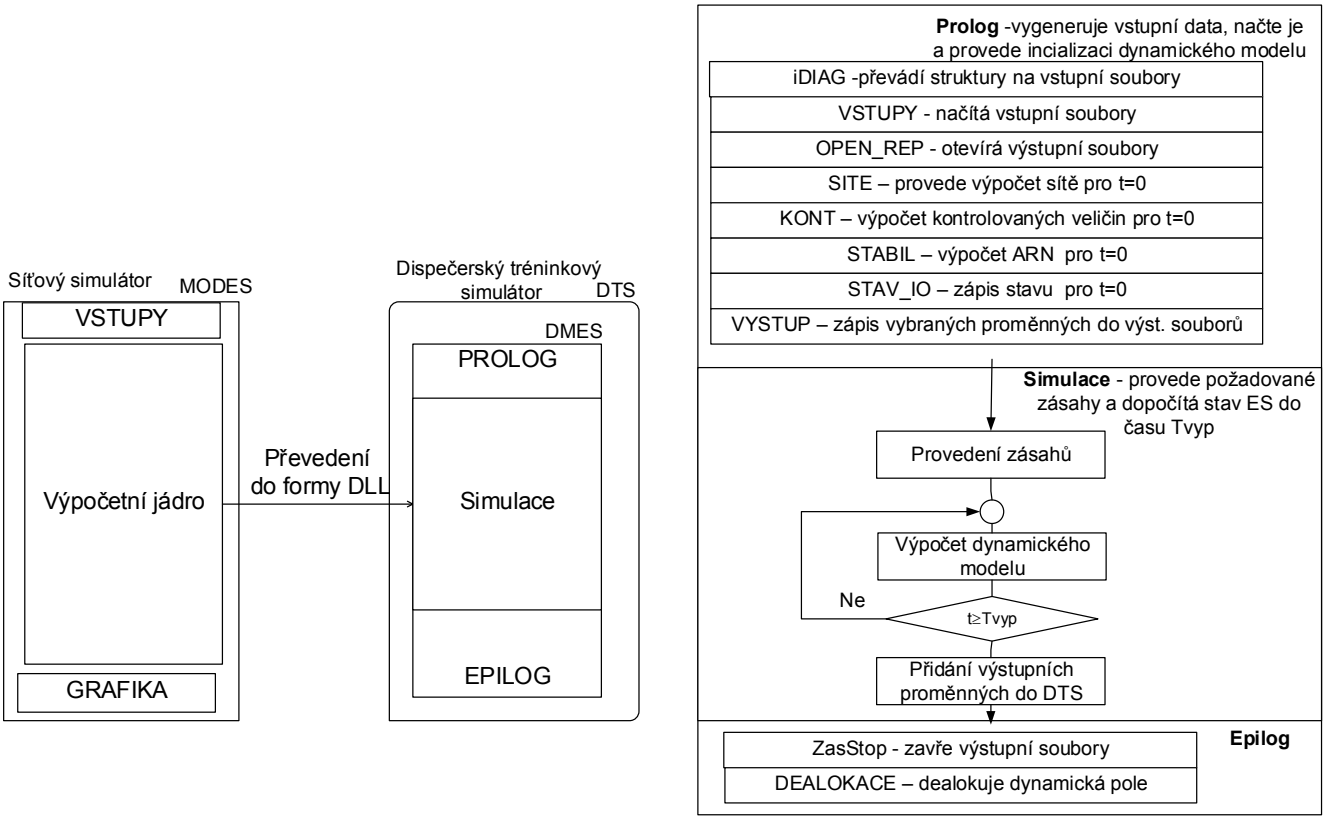
V příspěvku [54] byly definovány i ochrany bloku, které se v DMES doplňovaly pro účely použití v DTS. Jednalo se například o ochranu na prokluz pólů a zpětnou wattovou ochranu. Z požadavku na modelování činnosti ochran bloku logicky vyplývala i nutnost rozšíření stavů bloku, jako odstavení (s nulovými otáčkami, např. po působení zpětné wattové ochrany) nebo odbuzení (s nulovým napětím, např. po působení ochrany proti prokluzu rotoru).

Příspěvek [56] podrobněji popisuje integraci DMES do DTS, který je podle přijaté koncepce replikou skutečného dispečerského řídicího systému DŘS. Vztah mezi DTS a DŘS ukazuje názorně následující obrázek:



Obr. 6.1-5 Zjednodušené znázornění rozdílu mezi DŘS a DTS

Základní rozdíl mezi DTS a DŘS spočívá v tom, že skutečná ES je v DTS nahrazena DMES. Tento model musí být schopen jednak předávat měřené veličiny do modelu telemetrií, jednak přijímat ovládací povely a rovněž informovat DTS o své autonomní činnosti. Toho se dosahuje prostřednictvím tzv. zásahů a zpětných hlášení. Seznam možných zásahů je uveden v příloze příspěvku [56] . Unikátní řešení použité pro DTS spočívá v tom, že jako simulační nástroj (tzv. „Simulation engine“) bylo použito výpočetní jádro simulátoru MODES, které obsahuje odladěné a verifikované modely objektů ES – viz Obr. 6.1-6.

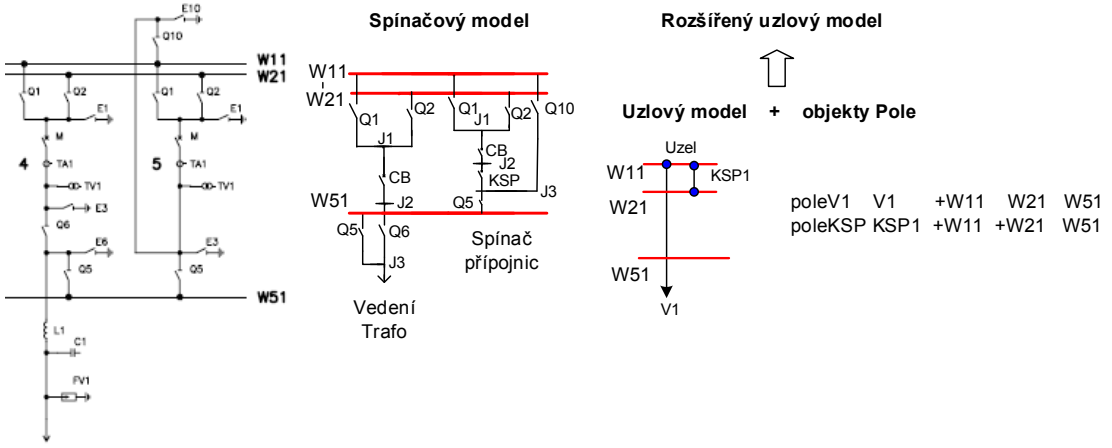


Obr. 6.1-6 Převedení výpočetního jádra MODES do formy DLL a podrobná struktura vstupních bodů

Řešení má výhodu v tom, že více než 90 % zdrojového kódu je v DMES společná s MODES a vstupní soubory pro MODES i DMES jsou totožné. To umožňuje provádět detailní analýzu i zrychlený výpočet v prostředí síťového simulátoru MODES nad vstupními daty z DTS (včetně zásahů prováděných během tréninkové seance).

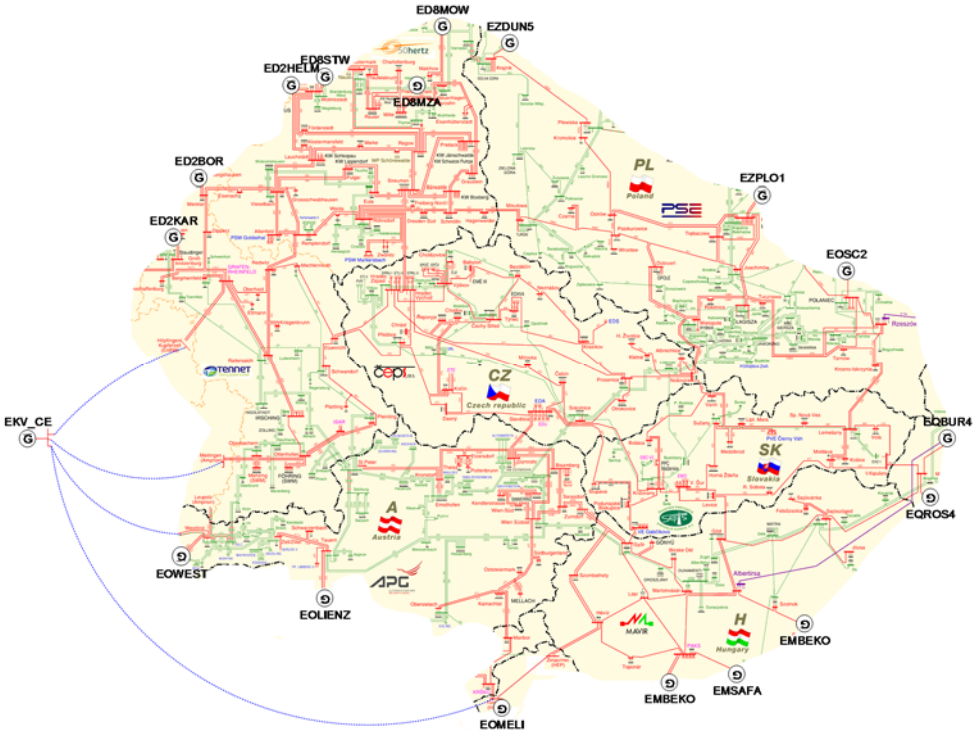
V pravé části obrázku je podrobněji znázorněno fungování DMES. Vstupní informace o výchozím chodu sítě a parametrech vybraných objektů modelu jsou předávány do DMES v režimu Prologu pomocí tzv. struktur. Tyto struktury jsou přetransformovány v proceduře iDIAG do vstupních souborů, které jsou kompatibilní s programem MODES. Pokud tedy dojde k výměně dispečerského trenažéru za jiný, postačí aktualizovat tuto proceduru a ostatní části Prologu. V režimu Simulace předá DTS do DMES požadované zásahy a koncový čas simulačního výpočtu Tvyp. DMES zásahy provede a dopočítá stav modelu ES do času Tvyp. Pokud během simulačního výpočtu dojde k nějaké autonomní akci v modelu ES, o které by měl DTS vědět (např. působení ochran), signalizuje to DMES do DTS okamžitě pomocí zpětného volání (tzv. “call back“). Na konci výpočtového intervalu v čase t=Tvyp předá DMES do DTS hodnoty měřených veličin. Na závěr se v režimu Prologu ukončí činnost DMES.

Příspěvek [57] se mimo jiné zabýval návrhem nového topologického objektu nazvaného pole. Je zde vysvětlen i rozdíl mezi spínačovým a uzlovým modelem, který ukazuje následující obrázek:



Obr. 6.1-7 Odvození spínačového a uzlového topologického modelu z výchozího zapojení rozvodny

Spínačový model umožnuje přepínání vedení mezi přípojnicemi, avšak za cenu zvýšení počtu modelovaných uzlů a větví. Uzlový model je proti tomu jednodušší, ale zase v něm nelze převést vedení V1 z přípojnice W11 na W21 (je možné jen jeho vypnutí nebo zapnutí), což je v DTS podstatné omezení. Výhody obou modelů (jednoduchost i možnost rekonfigurací) umožnuje nový objekt pole, který tvoří nadstavbu nad množinou větví (vedení, transformátoru a spínačů přípojnic) a uzlů (přípojnic). Objekt pole umožňuje jednoduše definovat, do kterého uzlu je daná větev připojena i s možnostmi přepojování, jak je naznačeno v pravé části obrázku, kde v záznamu pole je seznam uzlů a aktuální připojení je vyznačeno znaménkem +. Koncept pole (angl. „Bay“) byl publikován i v příspěvku [58] , ale dosud nebyl realizován. Příspěvek [57] rovněž ukázal zvětšení sledované oblasti, která již zahrnovala 6110 uzlů, 10089 větví, 129 trojvinuťových traf a 330 generátorů. Dnešní stav zobrazený na Obr. 6.1-8 je ještě větší (8327 uzlů a 12709 vedení a spínačů) a sahá od rozvodny Melina v Chorvatsku na jihu až k rozvodně Dunowo na severu Polska, tedy skoro od Jadranu až po Balt.



Obr. 6.1-8 Jednopólové schéma sledované oblasti v DTS a napojení na ekvivalent z r. 2017

Ekvivalent zahrnuje rovněž fiktivní generátory připojené do hraničních rozvoden, které umožnují změnou zadaného výkonu simulovat přetoky činného výkonu přes sledovanou soustavu.

Příspěvek [59] popisuje vývoj výpočetního jádra DMES včetně doplnění dalších ochran jako rozdílové, zemní směrové, při selhání vypínače a automatiky opětného zapínání. Je zde popsána i modelovaná závislost výkonu zátěže na napětí ve tvaru:

$$P_{LOAD} = \frac{P_0}{(C + AU_0 + BU_0^2)}(1 + dP_{RAMP} + dP_{LS})(C + AU + BU^2) \qquad \textbf{(6.1-5)}$$

kde A, B a C jsou parametry závislosti, P_0 a U_0 jsou počáteční výkon a napětí, dP_{RAMP} a dP_{LS} jsou rampové a skokové změny výkonu (simulující změny podle denního diagramu zatížení a změny frekvenčním odlehčováním).

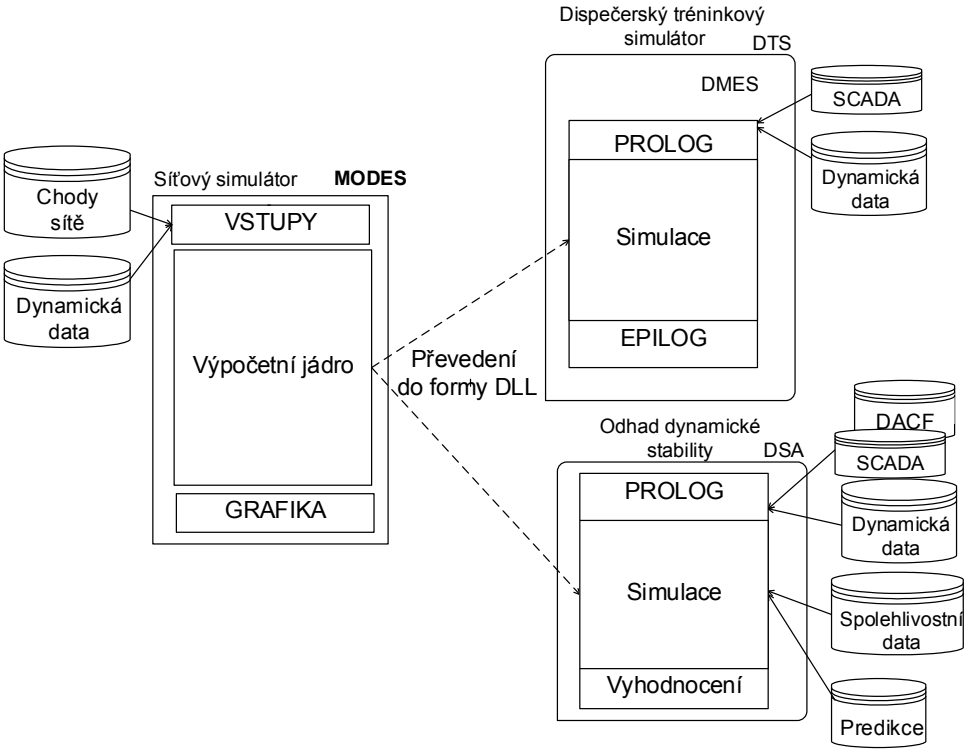
Regulační efekt zátěže od frekvence lze modelovat lineární závislosti zatížení na odchylce frekvence.

6.2. Využití výpočtového jádra i pro odhad dynamické stability v reálném čase

Návrh nařízení EU, kterým se stanoví pokyny pro provozování přenosové soustavy [1] , obsahuje článek 38, který definuje postupy provozovatelů soustav ohledně dynamické stability. Nařízení stanovuje, že pokud je v provozu během kontingenční analýzy[1] dosaženo limitů stability dříve než statických limitů (přetížení vedení), je třeba provést odhad dynamické stability ve všech fázích provozu, tedy nejen studiemi v rámci přípravy provozu, ale i v reálném čase (on-line).

V současnosti k takovým stavům v naší přenosové soustavě dochází velmi zřídka, v případech oslabení sítě z důvodů rozsáhlé rekonstrukce (příkladem je případová studie v publikaci IV) nebo oprav a revizí zařízení (viz také článek [70]). V budoucnosti se však může situace změnit v souvislosti s modernizací sítě i s jejím vyšším zatížením. V takovém případě by aplikace posouzení dynamické stability (DSA z angl. „Dynamic Stability Assessment“) měla být součástí dispečerského řídicího systému DŘS a pracovat s daty, které jsou v DŘS dostupné.

Vzhledem k zvládnutí integraci DMES do DTS se logicky nabízí další vývojový stupeň využití výpočtového jádra DMES v aplikaci DSA integrované do DŘS. Postup je symbolicky znázorněn na následujícím obrázku.



Obr. 6.2-1 Schéma využití výpočetního jádra DMES pro odhad dynamické stability DSA

Oproti DTS by bylo třeba inovovat datové rozhraní. Místo z DTS by byla statická data předávána z DŘS. Statická data (odpovídají datům pro statický výpočet chodů sítě) by se získala ze systému SCADA (jako snímky aktuálního stavu sítě) nebo případně i z hodinových předpovědí DACF (z angl. „Day Ahead Congestion Forecast“).

Do simulace mohou vstupovat i spolehlivostní data např. ve formě intenzit poruch zařízení i v závislosti na zatížení (viz [60]) nebo technickém stavu (viz [61]), případně i na dalších vlivech (rychlost větru, teplota apod.). Nejjednodušší se jeví vytváření seznamu výpadků na základě této intenzity poruch. DSA tedy nebude kontrolovat všechny výpadky, ale jen ty nejpravděpodobnější, což zrychlí běh výpočtu. To je důležitý aspekt pro aplikace probíhajících v reálném čase.

V DŘS mohou být dostupné různé predikce (např. výroby fotovoltaických a větrných elektráren), které dynamickou stabilitu ovlivňují a jejich uvážení vede ke zpřesnění odhadu.

6.3. Využití výpočtového jádra pro výpočet charakteristických hodnot zkratových proudů

Výpočtové jádro je schopno spočítat časový průběh souměrné složky zkratového proudu. Pro účely dimenzování zařízení a pro kontrolu nepřekročení dovolených hodnot během provozu je však nutné znát i další veličiny, jako je nárazový zkratový proud a ekvivalentní oteplovací proud. Jejich velikost je ovlivněna stejnosměrnou složkou zkratového proudu.

Pro aproximaci stejnosměrné složky zkratového proudu byla vyvinuta metoda rozšířeného aktivního dvojbranu (publikovaná v [71]), kterou lze aplikovat na výpočty zkratů v rozsáhlých soustavách. Tato metoda byla implementována do programu ZKRATY, který využívá již popsané výpočtové jádro doplněné o výpočet rozšířeného aktivního dvojbranu. Ten se vygeneruje po vzniku zkratu v konkrétním místě sítě a umožní aproximovat časové průběhy stejnosměrné složky příspěvků zkratových proudů. Z časových průběhů stejnosměrných i souměrných složek zkratových proudů pak program ZKRATY dopočítá hodnoty nárazového zkratového proudu, ekvivalentního oteplovacího proudu a stejnosměrné složky vypínacího proudu.

[1] Kontingenční analýzou rozumíme výpočet kontrolující, jestli při náhodném výpadku jednoho nebo více prvků sítě nedojde k přetížení jiných prvků nebo vybočení napětí z dovolených mezí. Běžně se pro výpočet používá statický chod sítě.

7. Verifikace dynamických modelů

Věrohodnost modelů je alfou a omegou jejich tvorby a nezbytnou podmínkou jejich využití v praxi. Verifikace se provádí nejlépe porovnáním měřených a simulovaných průběhů veličin, nejčastěji napětí, proudů, výkonů, frekvencí případně i otáček. Měřené průběhy lze získat:

1. z ad hoc měření během specifických zkoušek (např. rozběhu bloku ze tmy a zatěžování v separátním provozu),
2. ze záznamů monitorovacích systémů bloků při poruchách v síti,
3. z poruchových záznamů ochran,
4. z měření WAMS (z angl. „Wide Area Monitoring System“),
5. ze zkoušek zařízení (např. rozběhů pohonů vlastní spotřeby bloku nebo vypnutí bloku do stavu naprázdno).

Měření ze zkoušek zařízení tvoří důležitý zdroj informací pro ladění dynamických modelů (potvrzení jejich struktury a parametrů). Publikace II uvádí příklad měřené a vypočtené momentové charakteristiky asynchronního motoru pohonu čerpadla chladicí vody jaderné elektrárny Temelín (Fig, 6). Vytvořený a verifikovaný dvouklecový model byl použit pro návrh automatického záskoku vlastní spotřeby na rezervní napájení. Podrobněji je model popsán v článku [63] . V publikaci III jsou uvedena porovnání měřené a simulované zkoušky přechodu na vlastní spotřebu pro parní, vodní a plynovou turbínu (Fig. 4, Fig. 7 a Fig. 12). Podobnost průběhů potvrzuje správnost použitých modelů turbíny (včetně regulací a setrvačnosti soustrojí). Takto verifikované modely lze pak použít pro simulaci ostrovního provozu a pro analýzu úhlové stability (výpočet mezní doby vypnutí zkratu). Dalšími zdroji informací o dynamickém chování zařízení poskytují také certifikační testy prokazující schopnost bloku poskytovat podpůrné služby (definované v [62]) nebo měření ze systémů SCADA.

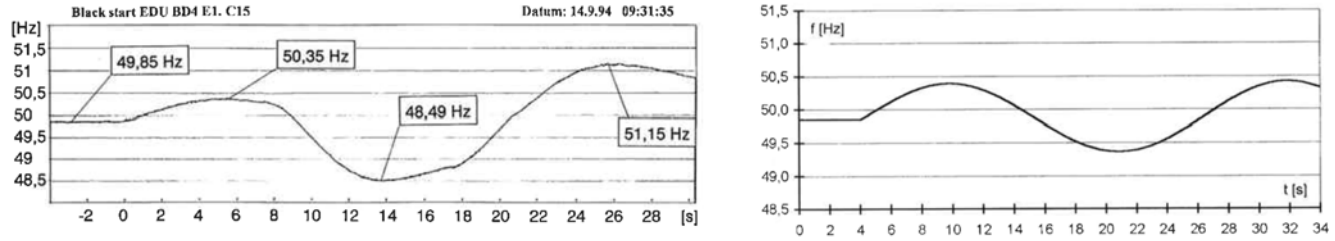
Nejvyšší stupeň verifikace poskytuje porovnání výsledků a priori výpočtů (tedy simulací prováděných předem) s měřenými průběhy. Příkladem takové verifikace modelu mohou být průběhy výroby FvE v ČR a frekvence během zatmění Slunce 20. 3. 2015, jak ukazuje porovnání v publikaci VII (Fig. 15 -16).

Vypovídací hodnotu však mají i výpočty ex post (tedy provedené již se znalostí skutečného průběhu děje). Příkladem může být průběh frekvence po vypnutí rozvoden Slavětice a Čebín od zbytku soustavy, ke kterému došlo 3. 8. 2006. Porovnání simulovaného a měřeného průběhu frekvence v ostrově je v publikaci IV (Fig, 7). Taková verifikace je nutná při provádění analýzy „post mortem“, která obsahuje i simulaci alternativních postupů (a výpočtů typu „Co by se stalo kdyby…?“) a verifikace modelu tvoří jen nutné východisko k získání věrohodných výsledků. Příkladem je porovnání simulované a měřené frekvence v západní části synchronní zóny CE po jejím rozpadu 4. 11. 2006 zobrazené v publikaci V (Fig. 17).

7.1. Specifické zkoušky startu ze tmy a zatěžování bloku

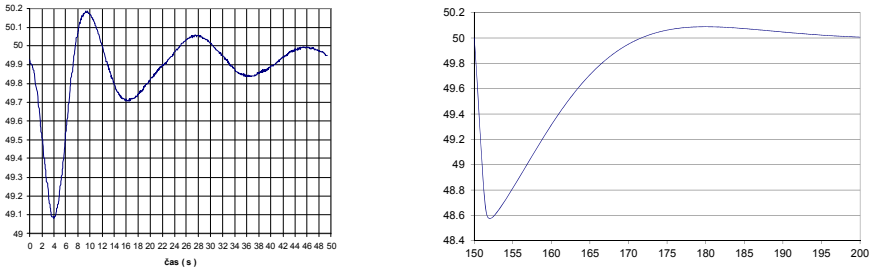
Start ze tmy (angl. „black start“) představuje speciální režim naprosto odlišný od běžného provozu bloku, protože se provádí bez podpory napájení z vnější sítě. Tuto schopnost mají v ČR jen některé vodní elektrárny (VE) a testuje se během unikátních zkoušek, které prověřují nejen vlastní rozběh soustrojí, ale i vytvoření napájecí trasy k zátěži (používá se vlastní spotřeba tepelné nebo jaderné elektrárny (JE)) a vlastní zatěžování (spouštění pohonů vlastní spotřeby). Jelikož se jedná o neobvyklý režim, předchází zkouškám pečlivé výpočtové prověření na dynamickém modelu. Průběh zkoušek je detailně zaznamenáván měřením, takže po skončení lze porovnat a priori výpočty se skutečností.

První zkouška startu ze tmy byla provedena v květnu 1994, kdy blok VE Dalešice rozbíhal pohony v JE Dukovany. Popis zkoušky je v článku [64] . Obr. 7.1-1 ukazuje frekvenci po vypnutí čerpadla poháněného asynchronním motorem 6 MVA.



Obr. 7.1-1 Frekvence po vypnutí čerpadla chladicí vody v ostrově: měření (vlevo), simulace (vpravo)

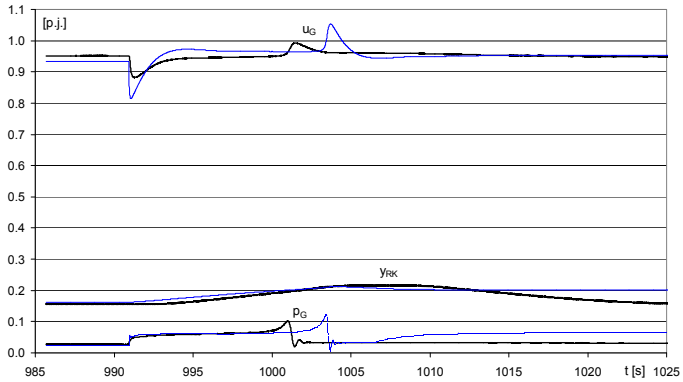
V simulaci se nepodařilo dosáhnout takových odchylek frekvence jako v reálu, což bylo pravděpodobně způsobeno i ručními zásahy obsluhy. V roce 2004 se zkouška opakovala. Měřený průběh rozběhu čerpadla přejatý z [65] je na Obr. 7.1-2 .



Obr. 7.1-2 Frekvence po zapnutí čerpadla chladicí vody v ostrově: měření (vlevo), simulace (vpravo)

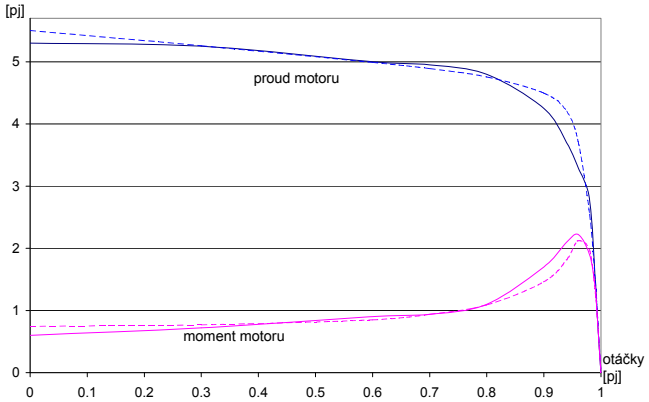
Simulovaný průběh byl upraven do přibližně stejného měřítka. Tlumení modelu bylo lepší než v reálu (pravděpodobně způsobeno odlišným nastavením regulátoru), odchylka frekvence v modelu nepřesáhla limit 48.5 Hz. V reálu byl maximální pokles jen 49.1 Hz (simulační výpočet byl tedy konzervativní s bezpečnostní rezervou).

Další podobnou zkouškou byl rozběh pohonů vlastní spotřeby elektrárny Chvaletice z vodní elektrárny Orlík, která se uskutečnila v květnu roku 2008. Před provedením zkoušky byly provedeny simulační výpočty **elektromechanických přechodných dějů**, které spočívaly v nabuzení trasy a pak ve spouštění jednotlivých pohonů vlastní spotřeby. Obr. 7.1-3 ukazují porovnání měření a výpočtu (simulované průběhy jsou kresleny modře tenčí čarou) pro rozběh kouřového ventilátoru. Jedná se o svorkové napětí u_G, otevření rozvodného kola Kaplanovy turbíny y_{RK} a činný výkon generátoru p_G.

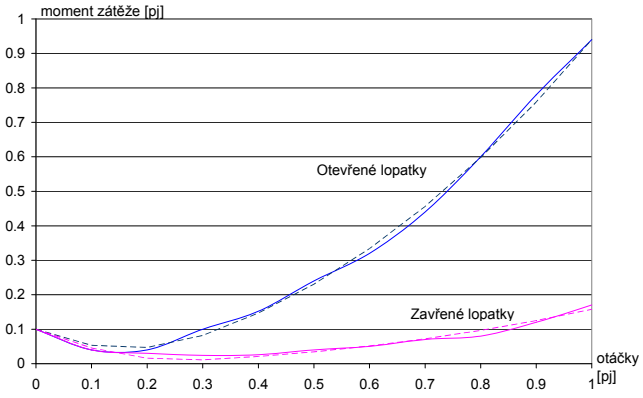


Obr. 7.1-3 Časové průběhy bloku elektrárny Orlík při rozběhu největšího spotřebiče (převzato z [3]).

Je vidět kvalitativně dobrá shoda měření i simulace. V modelu trval rozběh o něco déle, protože se během rozběhu otevíraly lopatky. Během zkoušky byly zřejmě lopatky zavřeny, o čemž svědčí to, že výkon generátoru před a po rozběhu se liší jen málo. Při výpočtů rozběhu pohonů vlastní spotřeby hrají důležitou roli také jejich charakteristiky, a to nejen charakteristiky asynchronního motoru (závislost proudu a momentu na otáčkách), ale i charakteristiky poháněného zařízení (většinou čerpadla nebo u tepelných elektráren ventilátory). Odladění jejich modelů má velký význam pro věrohodnost simulačního výpočtu. Obr. 7.1-4 ukazuje vyladěné charakteristiky pro kouřový ventilátor, který byl při zkoušce rozbíhán (přejato z [66]).



Asynchronní motor



Ventilátor

Obr. 7.1-4 Charakteristiky motoru a ventilátoru – změřené (plná čára) a modelované (čárkovaně)

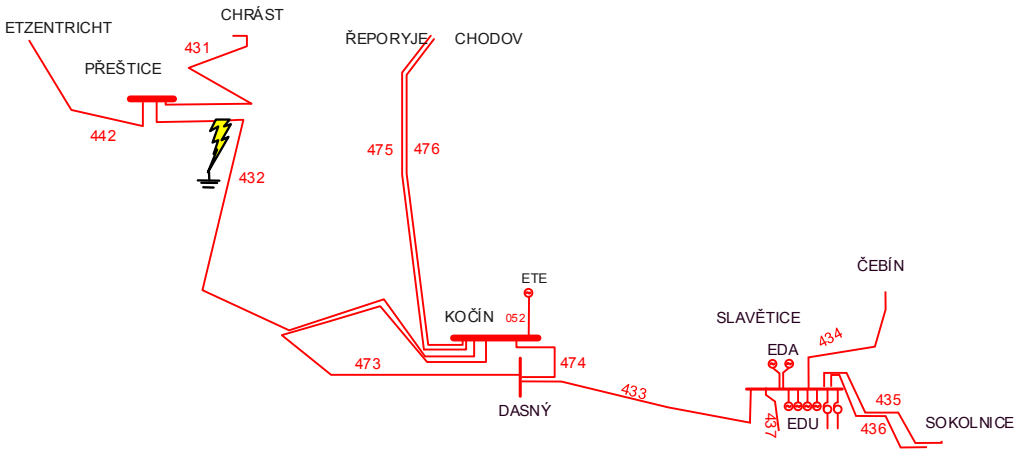
Pro usnadnění rozběhu se ventilátor rozbíhá se zavřenými lopatkami (po rozběhu na otáčky blízké synchronním se lopatky otevírají). S otevřenými lopatkami by rozběh trval mnohem déle.

7.2. Monitorovací systém bloků a poruchové záznamy ochran

Monitorovací systém na blocích slouží k záznamu odezvy bloků na poruchy v síti a je povinnou součástí vybavení elektrárny (ustanovení 8.1.5. z Kodexu PS [68] nebo článku 15 6. b) v Evropském síťovém kodexu [2]).

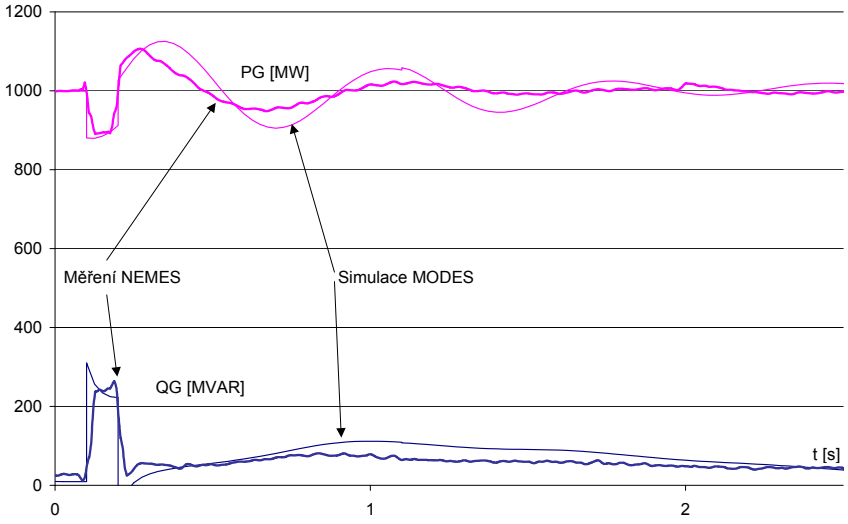
Poruchové záznamy jsou standardní součástí moderních distančních ochran a ukládají měření do archívů, jestliže dojde k náběhu ochrany. Vzorkovací frekvence bývá 1 kHz, čili se zaznamenávají okamžité hodnoty proudů a napětí, ze kterých se dopočítají efektivní hodnoty. Příklady využití poruchových záznamů ochran pro verifikaci dynamického modelu jsou v publikaci IV (Fig, 5), kdy správná činnost distančních ochran po vzniku přípojnicového zkratu v rozvodně Sokolnice 3. 8. 2006 zabránila vzniku asynchronního chodu jaderné elektrárny Dukovany tím, že ji vydělily do ostrova, přičemž přebytek výkonu byl úspěšně zvládnut regulátorem ostrovního provozu (popsaným v kapitole 3.2.6) a frekvence se udržela v dovolených mezích.

První příklad využití monitorovacího systému ukazuje vliv jednopólového zkratu (s úspěšným opětným zapnutím) na vedení V432 na blok elektrárny Temelín. Podrobný rozbor poruchy je uveden v [69] . Jednopólové schéma je na Obr. 7.2-1. Jednofázový zemní zkrat na vedení poblíž rozvodny Přeštice vyvolal působení distančních ochran na obou koncích vedení. Distanční ochrany ze strany Přeštic vydaly povel na vypnutí vypínače v nejkratším možném (základním) čase, protože místo zkratu se nacházelo spolehlivě uvnitř nastavené 1. (základní) impedanční zóny (nastavuje se z každé strany na cca 80 % celkové impedance vedení). Ze strany Kočína se jednalo o vzdálenější zkrat zřejmě až za 80 % nastavené základní impedanční zóny, na který by distanční ochrana reagovala normálně až ve 2. mírně zpožděné impedanční zóně (cca 0.3 sec). Jelikož je na vedení strhávání, vyslala ochrana z konce vedení v Přešticích strhovací impuls ve směru do Kočína, který časově zkrátil vypínací čas ochran v Kočíně z 0.3 sec na součet základního času a času na zpracování strhovacího impulsu. Proto byla strana Kočína vypnuta s mírným zpožděním oproti straně z Přeštic. Po vypnutí příslušného pólu vypínače na obou stranách vedení byl odměřován čas beznapěťové pauzy (cca 1.2 sec) a po jejím uplynutí došlo k automatickému zapnutí těchto pólů vypínače z obou stran vedení.



Obr. 7.2-1 Jednopólové schéma části přenosové soustavy s jednofázovým zkratem na vedení V432

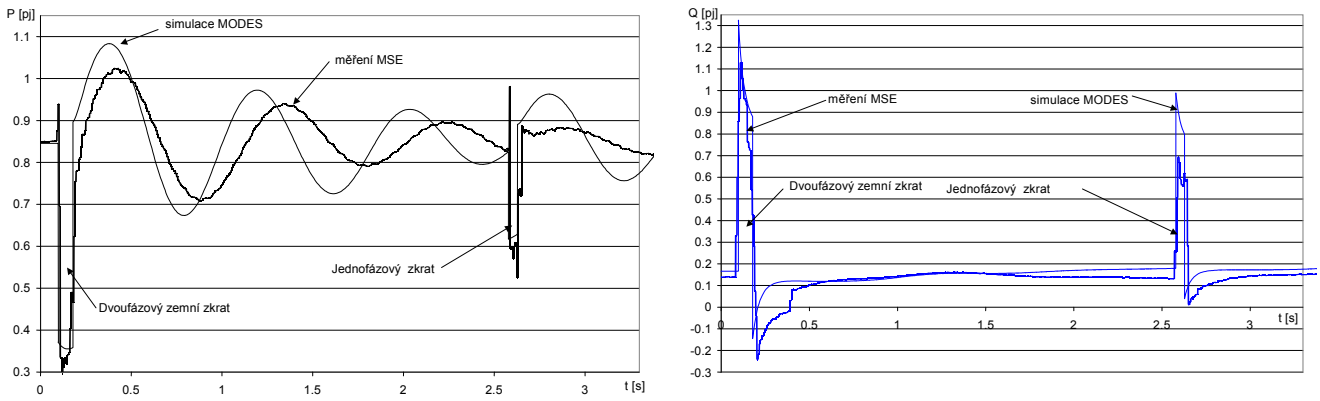
Obr. 7.2-2 ukazuje porovnání simulovaných výkonů s měřením monitorovacího systému NEMES v elektrárně Temelín (ETE) vyvedené do rozvodny Kočín.



Obr. 7.2-2 Průběhy činného a jalového výkonu bloku ETE během zkratu

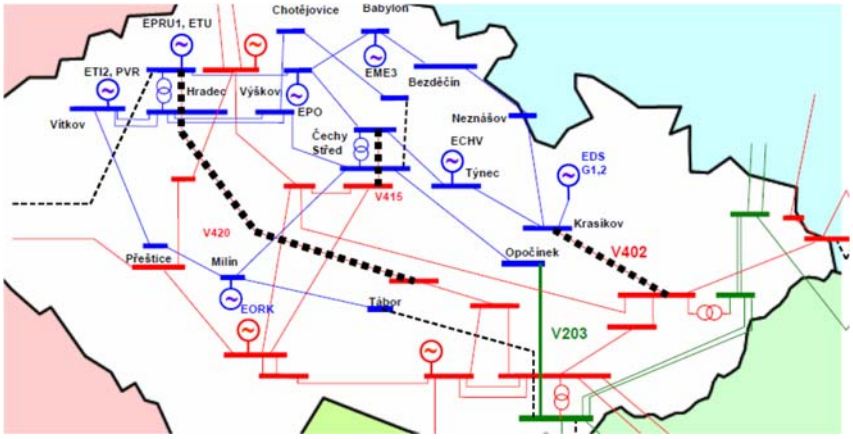
Zkrat nastal v čase 0.1 s. Dochází k poklesu činného a nárůstu jalového výkonu. Je vidět velmi dobrou shodu obou výkonů během zkratu. Tlumení kyvů činného výkonu po odpojení zkratu je ve skutečnosti lepší, což může souviset s tím, že v době výpočtu nebylo známo nastavení systémového stabilizátoru.

Další příklad ukazuje vliv přípojnicového zkratu v rozvodně Slavětice na blok jaderné elektrárny Dukovany (EDU). Popis poruchy i průběhy jsou převzaty z [69] . Ke zkratu došlo na přístrojovém transformátoru proudu. Porucha se objevila nejprve ve fázi B a o 6 ms později se rozšířila i na fázi C. Porucha byla vypnuta nadproudovou ochranou síťového trafa 400/110 kV, přes které zkratový proud tekl. Navíc neselektivně vypnula ochrana vedení V434 v protilehlé rozvodně. Pravděpodobně vlivem nečistot a výronu ionizovaného plynu při explozi přístrojového transformátoru došlo i k přeskoku v sousedním poli vedení V433 - za cca 2.5 s na fázi C (následovalo vypnutí fáze a start cyklu opětného zapínání) a za dalších cca 0.8 s i na fázi B, což vedlo k vypnutí zbylých fází. Následující obrázky porovnávají měřené průběhy (z měřicí ústředny monitorovacího systému MSE) a výsledky simulačního výpočtu vlivu síťové poruchy na stabilitu EDU. Opět je vidět dobrá shoda výsledků simulačního výpočtu s naměřenými hodnotami.



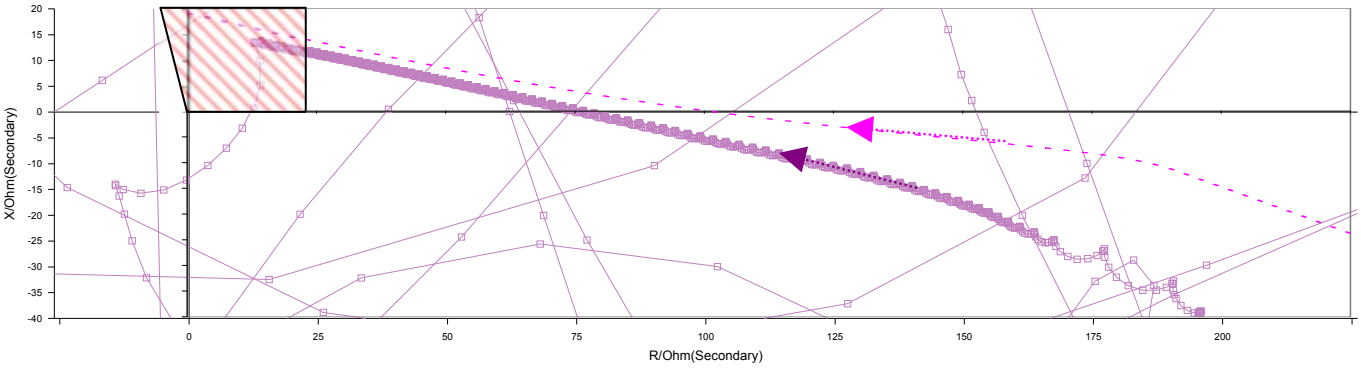
Obr. 7.2-3 Průběhy činného a jalového výkonu bloku EDU během zkratů

25. 7. 2006 došlo v přenosové soustavě ČR ke kaskádovitým výpadkům vedení a ke vzniků ostrovních provozů. Podrobný popis je článku [70] . Příspěvek [72] se zabýval rozborem dynamické stability během první kaskády. Obr. 7.2-4 ukazuje stav sítě před vznikem prvního ostrovního provozu. Vedení V415 a V420 byla vypnuta pro přetížení a poruchu (jednofázový zkrat s neúspěšným opětným zapnutím). Vedení V402 bylo vypnuto z důvodu požáru vazební tlumivky.



Obr. 7.2-4 Schéma přenosové soustavy ČR –stav z 25.7.2006 v 12:07

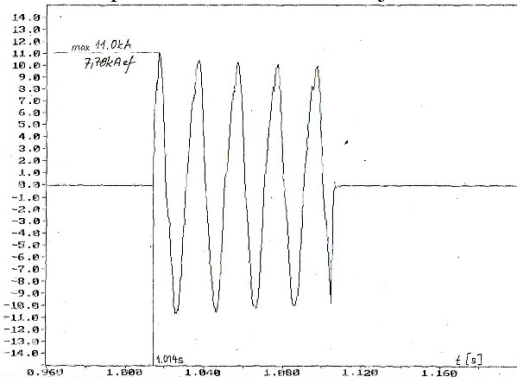
Modře vyznačená část sítě zůstala připojena ke zbytku soustavy jen vedením 220 kV V203. Během necelé sekundy po vypnutí vedení V402 bylo vedení V203 vypnuto ochranami a modrá část přenosové soustavy přešla do ostrovního provozu, čímž se zabránilo šíření poruchy a zachoval se stabilní provoz. Vypnutí zajistila distanční ochrana měřící zdánlivou impedanci. Obr. 7.2-5 ukazuje tuto trajektorii z poruchového záznamu ochran v rozvodně Opočínek.

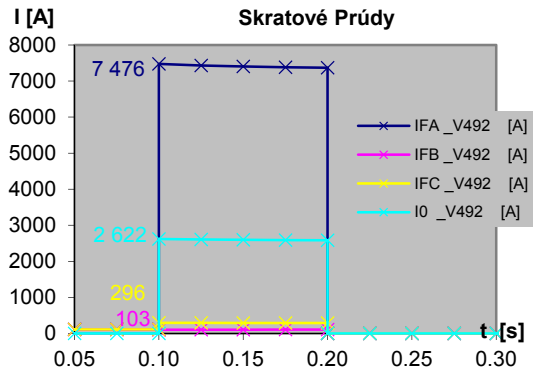


Obr. 7.2-5 Porovnání měření a výpočtu zdánlivé impedance vedení V203 v rozvodně Opočínek

Měřená trajektorie je kreslena tmavší barvou. Koncový bod zdánlivé impedance se v komplexní rovině RX pohybuje ve směru šipky z hodnot s velkým odporem R směrem k ose imaginárních hodnot X. V určitém čase trajektorie proniká do 1. zóny distanční ochrany (její charakteristika je dokreslena v horní části obrázku). Jelikož 1. zóna nemá závoru proti kývání, dává ochrana povel na vypnutí okamžitě, jakmile trajektorie dosáhne hranice charakteristiky. K vypnutí došlo asi 60 ms po překročení hranice 1. zóny, což představuje vlastní dobu vypínače. Tečkovaně světlejší fialovou barvou je kreslena trajektorie vypočtená na dynamickém modelu. Je vidět dobrá shoda měření se simulací zvláště v okolí nulové reálné složky. Relevantní pro srovnání je hustě značkovaná trajektorie. Řídce značkovaná měřená trajektorie ukazuje kývání po vypnutí vedení.

Unikátní byla zkratová zkouška provedená na Slovensku v rozvodnách Velký Ďur a Liptovská Mara [67] . Pomocí silonového vlasce s vodivým měděným lankem se provedl jednofázový kovový zkrat na vedení 400 kV a změřily se průběhy zkratového proudu. Obr. 7.2-6 ukazuje srovnání měření s výsledky simulačního výpočtu pro zkrat v rozvodně Velký Ďur.





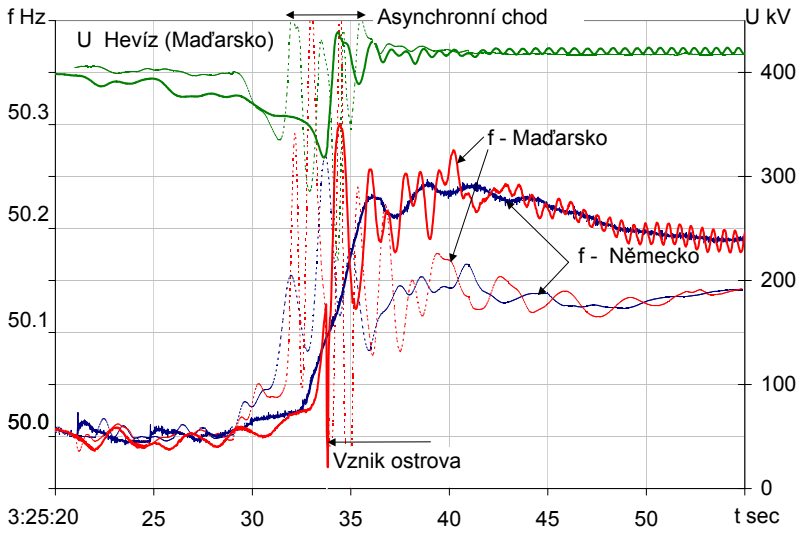
Obr. 7.2-6 Zkratový proud – okamžité hodnoty měření fáze A (vlevo) a efektivní hodnoty simulace (vpravo)

Po přepočtu maximálních hodnot na efektivní (s případným uvážením stejnosměrné složky) vychází vcelku dobrá shoda výpočtu na dynamickém modelu s měřením, což prokazuje jeho schopnosti spočítat i časové průběhy nesymetrických poruch, (ovšem jen souměrné složky zkratového proudu bez stejnosměrné složky).

7.3. Měření WAMS

Měření WAMS poskytuje cenné informace o dynamickém chování synchronního propojení CE. Jedná se o soudobé měření frekvence a fázorů napětí a proudů v různých částech propojení. Časové průběhy se ukládají s vzorkováním 50 snímků za sekundu. Vzhledem ke své dostupnosti (viz např. [73]) slouží jako prostředek pro analýzu velkých systémových poruch a zároveň pro verifikaci dynamických modelů rozsáhlých ES. V této kapitole jsou uvedeny tři příklady takového využití.

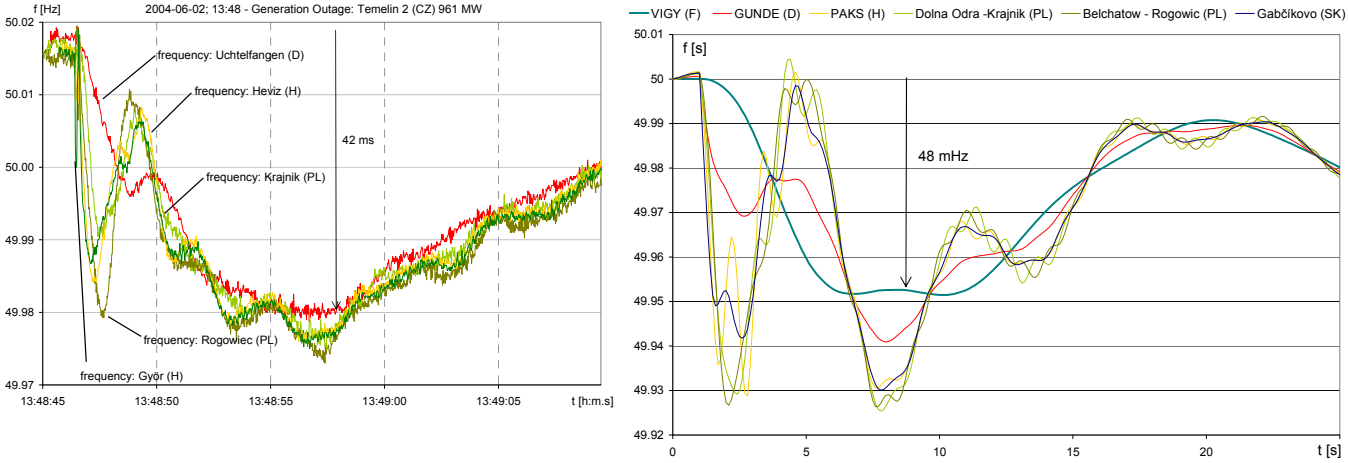
První příklad (převzatý z příspěvku [31]) ukazuje použití WAMS při analýze dynamického chování propojení CE během blackoutu Itálie 28. 9. 2003. Následující obrázek ukazuje časové průběhy frekvence f ve dvou měřených místech - v rozvodnách 400 kV Hevíz (Maďarsko) a Uchtelfangen (Německo). Dále je zde průběh napětí U v rozvodně Hevíz, která je spojena vedením s rozvodnou Tumbri v Chorvatsku. Měřené průběhy jsou kresleny tlustou čarou.



Obr. 7.3-1 Časové průběhy frekvence f a napětí U měřené (tlustá čára) a vypočítané (tečkovaná čára)

Na průbězích je dobře vidět příznak ztráty synchronismu mezi přenosovou soustavou Itálie a zbytkem propojení (vlivem výpadků hraničních vedení). Oslabený hraniční profil Itálie již není schopen přenášet výkon přes 6 GW (import Itálie před poruchou) a dochází k asynchronnímu chodu. Po vypnutí posledního hraničního vedení v čase kolem 3:25:33 dochází ke vzniku ostrova a k přebytku činného výkonu ve zbytkové části UCTE, což je spojeno s nárůstem frekvence. Na průběhu frekvence změřené v rozvodně Hevíz jsou vidět superponované kyvy, které mají maximální amplitudu 150 mHz a frekvenci kolem 0.6 Hz (tzv. systémové kyvy). Po odpojení Itálie se soustava stabilizuje a zůstávají jen superponované kyvy o amplitudě 10 mHz a frekvenci 1.6 Hz (lokální elektromechanické kyvy). Výsledky simulačního výpočtu na dynamickém modelu jsou zakresleny tečkovanou čarou. Z průběhů je vidět, že k asynchronnímu chodu dochází v modelu dříve než ve skutečnosti, což je dáno nezbytným zjednodušením z důvodu nedostatku dat a jednak zjednodušeným modelováním zatížení (konstantní admitancí, což způsobuje větší závislost odebíraného činného výkonu na napětí než je ve skutečnosti). Hodnoty frekvencí po odpojení Itálie jsou také rozdílné od skutečnosti, protože nebyla přesně známa velikost a struktura regulačního výkonu v UCTE (kromě sumární velikosti primární regulační rezervy 3000 MW, která je držena pro případy velkých výpadků). Přesto model správně postihuje základní děje: asynchronní chod a systémové kyvy.

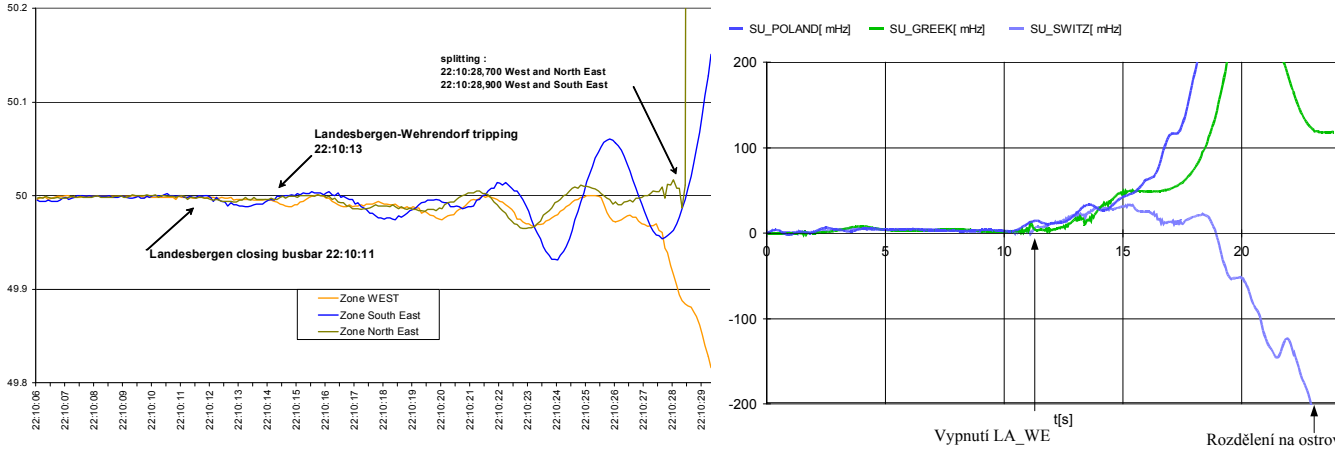
Druhý příklad ukazuje chování synchronního propojení CE během vzniku deficitu výkonu 961 MW po výpadku bloku elektrárny Temelín 2. 6. 2004. Průběhy jsou převzaty z příspěvku [50] . Porovnání měření a výpočtu frekvencí je na Obr. 7.3-2.



Obr. 7.3-2 Frekvence v částech CE po výpadku bloku ETE - měření WAMS (vlevo), simulace (vpravo)

Z obrázků je vidět podobné chování skutečné soustavy a jejího modelu- střední hodnotu frekvence (v modelu jí odpovídá přibližně průběh ve Vigy, kreslený tlustou čarou) a na ní superponované systémové kyvy (čím blíže výpadku, tím mají větší amplitudu) a jejich zatlumení během čtyř period. V grafu měření je chybně označena maximální odchylka (patří mHz a ne ms).

Poslední příklad využití WAMS je porovnání frekvencí v jednotlivých ostrovech během rozpadu synchronního propojení CE 4. 11. 2006. Průběhy frekvence z měření WAMS a simulované odchylky frekvence jsou zobrazeny na Obr. 7.3-3. Byly převzaty z článku [74] .



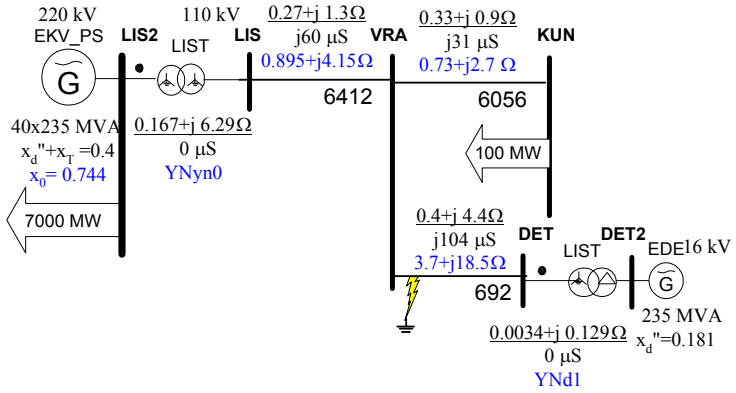
Obr. 7.3-3 Frekvence v jednotlivých částech UCPTE během dělení, měření WAMS (vlevo) a simulace (vpravo)

V přebytkovém severovýchodním ostrově dochází k prudkému nárůstu frekvence (v dynamickém modelu byla použita frekvence měřená v Polsku). V deficitním západním ostrově frekvence naopak rychle klesá. V jihovýchodním (přibližně vyrovnaném) ostrově došlo k přikývnutí frekvence a pak návratem k jmenovité hodnotě 50 Hz. Opět je vidět vcelku dobrá shoda simulovaných průběhů s měřením.

7.4. Porovnání výsledků výpočtů různými programy

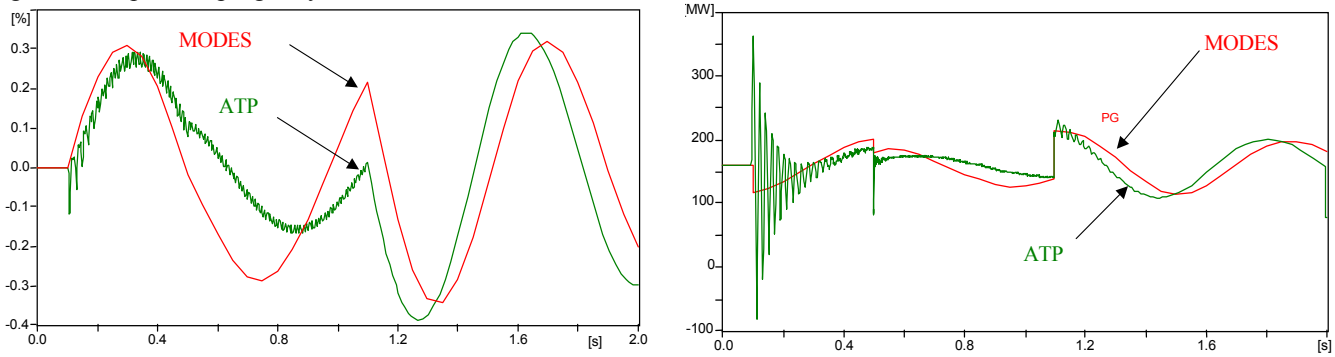
Jednou z možností verifikace dynamických modelů je i porovnání výsledků dosažených různými programy. V této kapitole je uvedeno několik příkladů takového porovnání výsledků programu MODES (používající simulační jádro pro výpočet **elektromechanických přechodných dějů**) a programu ATP pro výpočet elektromagnetických přechodných dějů.

V příspěvku [75] se porovnaly oba přístupy k modelování přechodných dějů na případu jednofázového zkratu na vedení 110 kV, přes které se vyvádí výkon bloku 200 MW do nadřazené sítě. Jednopólové schéma modelu je na Obr. 7.4-1.



Obr. 7.4-1 Jednopólové schéma vyvedení výkonu bloku 200 MW

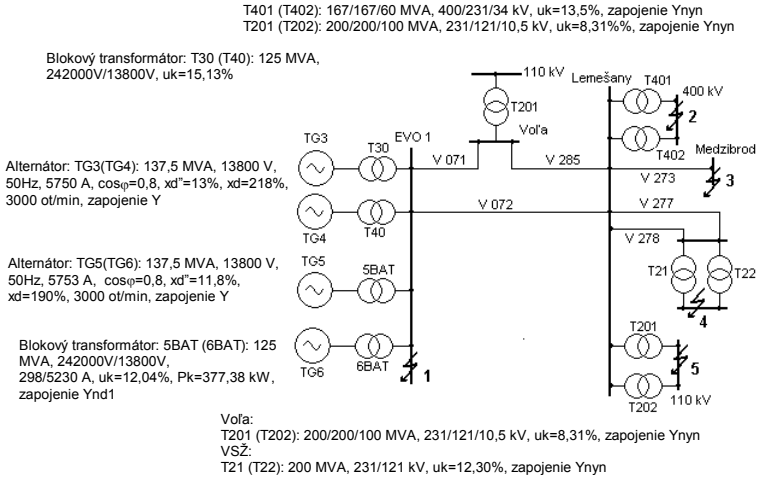
Následující obrázky ukazují průběhy skluzu (poměrné odchylky otáček od jmenovité hodnoty) a činného výkonu generátoru pro oba programy.



Obr. 7.4-2 Průběhy skluzu (vlevo) a činného výkonu generátoru (vpravo)

Na průbězích činného výkonu jsou vidět skokové změny při zkratu (t = 0.1s), vypnutí fáze (t = 0.5) a opětné zapnutí (t = 1.1). Je vidět i zásadní odlišnost mezi oběma přístupy. Superponované kyvy výkonu o frekvenci 50 Hz u MODESu chybí, protože jsou způsobeny stejnosměrnou složkou statorového proudu, která se v MODESu nevyskytuje. Průběhy skluzu mají po zániku stejnosměrných složek proudu obdobný charakter.

V příspěvku [76] je popsáno i použití programu MODES pro výpočty elektromechanických přechodných dějů. Pro účely výuky byl vytvořen model části sítě 220 kV na východě Slovenska, zobrazený na Obr. 7.4-3.



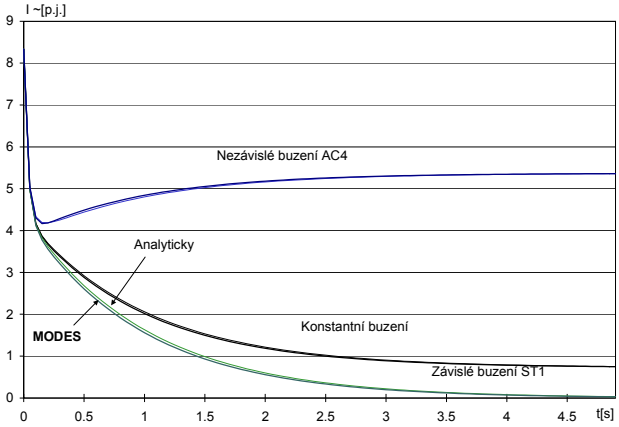
Obr. 7.4-3 Jednopólové schéma modelu sítě pro výpočet zkratových proudů

V následující tabulce je porovnání hodnot zkratových proudů v jednotlivých místech spočtené třemi programy:

Miesto skratu	1	2	3	4	5
Ik3" Modes	4,67	1,07	0,94	3,65	4,48
Ik3" Matlab	4,833	1,232	1,1	3,872	4,682
Ik3" ATP	4,904	1,243	1,1	3,953	4,803
Ik2" Modes	4,04	0,93	0,81	3,16	3,88
Ik2" Matlab	4,185	1,066	0,964	3,347	4,05
Ik2" ATP	4,161	1,075	0,972	3,423	4,161
Ik1" Modes	4,67	0,96	0,61	2,32	2,66
Ik1" ATP	4,7	1,31	1,59	3,61	4,27

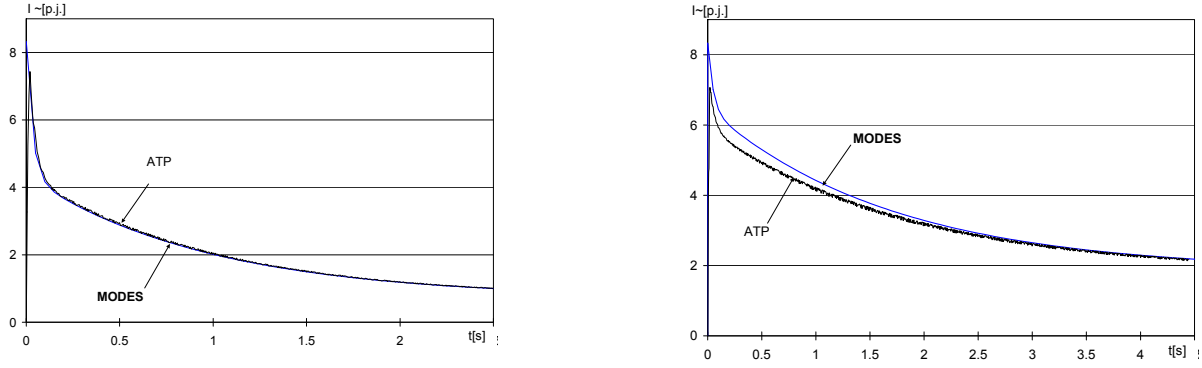
Zatímco hodnoty třífázového a dvoufázového zkratu jsou víceméně podobné, u hodnot jednofázového zkratu jsou již vidět podstatné rozdíly, obzvláště při zkratu na konci dlouhého vedení V273.

Příspěvek [77] nejprve porovnává průběhy proudu při třífázovém zkratu na svorkách generátoru získané simulačním výpočtem s analytickým časovým průběhem pro různé typy buzení.



Obr. 7.4-4 Průběhy amplitudy střídavé složky třífázového zkratového proudu ze stavu naprázdno

Rozdíly mezi výpočty pomocí analytického vztahu a síťovým simulátorem jsou nepatrné. Porovnání průběhů efektivních hodnot zkratového proudu získaných výpočtem programy ATP (tenká černá čára) a MODES (tučná modrá čára) je na Obr. 7.4-5. Pro trojfázový zkrat jsou průběhy totožné. U jednofázového zkratu dává MODES zpočátku o něco větší hodnoty.



Obr. 7.4-5 Proudy při zkratu ze stavu naprázdno s konstantním buzením: 3fázový (vlevo) a 1fázový (vpravo)

7.5. Simulační ověření účinnosti systémových stabilizátorů

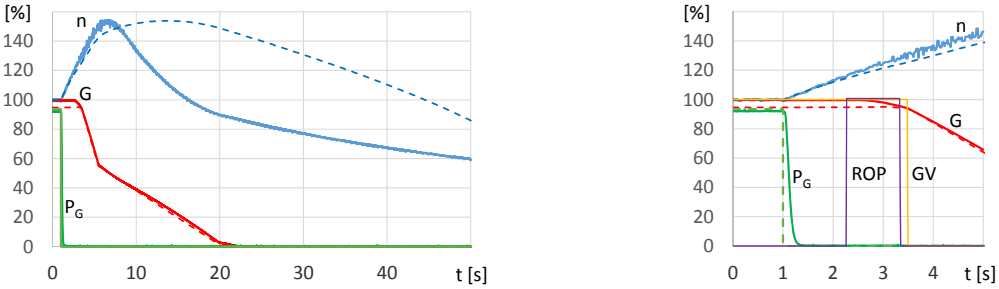
Kodex PS (část I) [68] umožňuje v Příloze 1 prověřovat funkčnost systémového stabilizátoru (PSS z angl. „Power System Stabiliser“) i simulačně na dynamickém modelu. Za tímto účelem byl i model regulátoru buzení (viz Obr. 3.1-3) opatřen možností přičítání harmonického signálu ΔU o určité amplitudě a frekvenci do součtového bodu regulátoru. Dají se tak zkoušet různá nastavení stabilizátoru a jejich vliv na frekvenční charakteristiky $\Delta U_G/\Delta U$ a $\Delta P_G/\Delta U$ bez stabilizátoru a se stabilizátorem. Podmínkou ovšem je použití verifikovaných modelů porovnaných s nějakým reálným měřením. Příspěvek [78] ukazuje použití takového modelu na příkladu 200 MW bloku. Následující obrázky porovnávají simulační výpočet s měřením.

Obr. 7.5-1 Simulované a měřené amplitudově frekvenční charakteristiky $\Delta U_G/\Delta U$ (vlevo) a $\Delta P_G/\Delta U$ (vpravo)

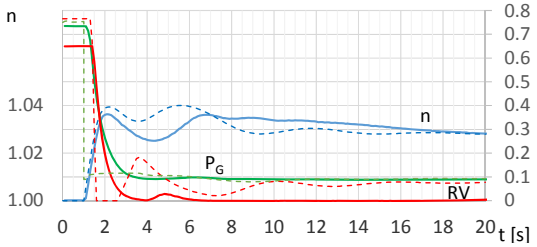
Frekvenční charakteristiky udávají závislost podílu amplitud vnucených kyvů (výkonu a svorkového napětí) a amplitudy budicího harmonického signálu Δ*U* (obojí v poměrných hodnotách) na frekvenci budicího signálu. Amplitudy jsou vynášeny logaritmicky v decibelech (jako dvacetinásobek dekadického logaritmu). Červeně jsou kresleny průběhy s vypnutým stabilizátorem a modře se zapnutým. Vypočítané zesílení bylo zjištěno tak, že v dynamickém modelu byly do součtového bodu regulátoru buzení postupně zaváděny harmonické signály o amplitudě 1% Un a frekvencích od 0.25 do 1.75 Hz s krokem 250 mHz. Z naměřených průběhů svorkového napětí a činného výkonu byla odečtena ustálená amplituda vnucených kyvů a vydělena hodnotou Δu = 0.01. Porovnání charakteristik (s PSS a bez PSS) ukazuje kvalitativně na schopnost tlumit kyvy dané frekvence. Charakteristika se zapnutým stabilizátorem by měla být vždy pod charakteristikou s vypnutým stabilizátorem, aby stabilizátor nezhoršoval tlumení. V obrázku jsou tlustou čarou (včetně značek) kresleny i měřené charakteristiky. Je vidět vcelku zanedbatelný rozdíl mezi měřením a simulací u tlumení kyvů činného výkonu pro frekvence odpovídající systémovým kyvům (0.1 - 1 Hz). U napětí jsou rozdíly o něco větší, ale nepřesahují 3 dB. V oblasti lokálních elektromechanických kyvů (1 - 2 Hz) je přesnost simulace horší a to vlivem o něco větší rezonanční frekvence pro elektromechanické kyvy (dané jednak parametry generátoru a jeho zatížením a také vlivem okolní sítě).

7.6. Vypínací zkoušky bloků

Vypínací zkoušky jsou částí testování schopností elektrárenských bloků zvládnout přechodný proces při přechodu do stavu naprázdno nebo na vlastní spotřebu. Provádějí se při uvádění bloku do provozu a jsou součástí certifikací podpůrné služby Ostrovní provoz (viz Kodex PS [62]). Naměřené průběhy otáček poskytují cenné informace o dynamice soustrojí. Např. ze směrnice odchylky otáček v okamžiku vypnutí a velikosti změny výkonu generátoru lze spočítat velikost mechanické časové konstanty T_m (z rovnice (2.2-3)), která je měřítkem setrvačnosti. Následující obrázky ukazují příklady vypínacích zkoušek na bloku vodní a parní elektrárny (VE a PE) – měřené průběhy jsou kresleny silnou čarou a simulované čárkovaně.



Obr. 7.6-1 Vypínací zkouška bloku VE s časovou lupou se signály přechodu do ROP a vypnutí vypínače GV



Obr. 7.6-2 Vypínací zkouška bloku PE, měřítka výkonu P_G a otevření regulačních ventilů RV jsou na ose vlevo

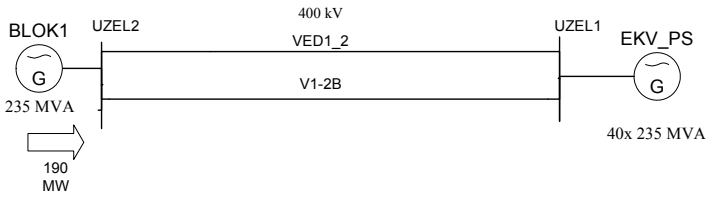
Porovnání průběhů pro vodní a parní turbínu ukazuje rozdílný průběh zkoušky. U VE šlo o vypnutí do stavu naprázdno. Zavření rozvodného kola trvalo téměř 20 s a v druhé části bylo pomalejší. Do regulace otáček (ROP) přešla turbína asi 1.2 s po vypnutí blokového vedení a za 2.5 s dosáhly nadotáčky 130 % a strojní ochrany vypnuly generátorový vypínač a odstavily blok. U PE šlo vypnutí na vlastní spotřebu. Krátce po vypnutí (za necelých 0.5 s) došlo k působení elektrického urychlovače a rychlému zavření regulačních ventilů. Poté převzal řízení regulátor ostrovního provozu (viz kap. 3.2.6) a vyreguloval otáčky na 103 %.

8. Využití dynamického modelu pro výuku a výzkum

Během vývoje a testování funkčnosti výpočetního jádra bylo použita řada modelů jednoduchých soustav za účelem verifikace. Porovnávaly se výsledky modelu s referenčními výpočty (již dříve publikovanými). Takové hotové modely jsou vhodné jako ukázky dynamického chování ES pro pochopení a vysvětlení základních principů dynamické stability (tudíž i pro účely výuky). V této kapitole jsou některé modely uvedeny s krátkým komentářem jejich použití.

8.1. Modely pro krátkodobou dynamiku

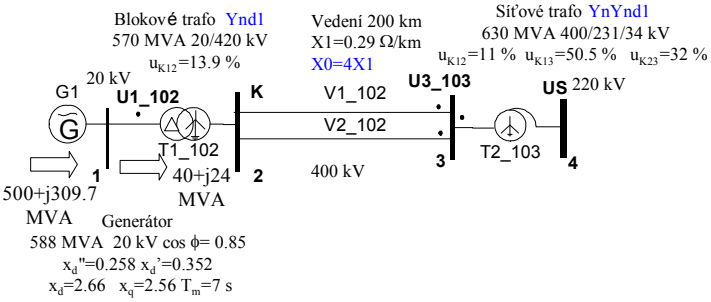
Nejjednodušší model přestavuje soustava generátor – tvrdá síť (angl. „Single machine – infinity bus“). Takový model je použitelný pro výuku v předmětu přechodné jevy – je zobrazen na následujícím obrázku.



Obr. 8.1-1 Jednopólové schéma nejjednoduššího modelu generátor – tvrdá síť

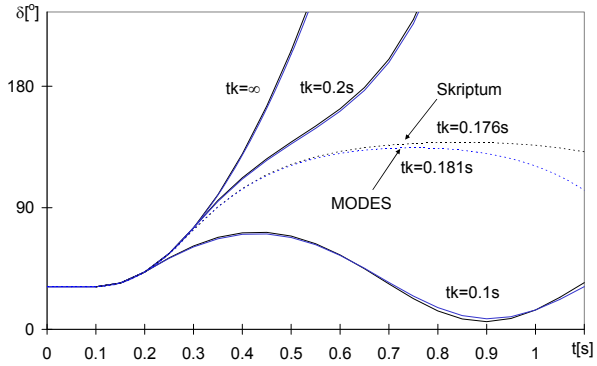
Model je vhodný pro analýzu úhlové stability (simulace zkratu a vypnutí jednoho z paralelních vedení), případně po úpravách i pro simulaci frekvenční stability v ostrovním provozu (vypnutí obou vedení).

O něco složitější model je převzat z příkladu 10.3 skripta [79] . Model zahrnuje i transformátory (blokový a síťový), jak ukazuje Obr. 8.1-2.



Obr. 8.1-2 Jednopólové schéma modelu generátor – tvrdá síť, rozšířený o transformátory

V příkladu se model používá pro simulací třífázového zkratu na jednom z paralelních vedení – vlivu délky trvání zkratu tk na stabilitu generátoru G1. Na následujícím obrázku je porovnání časových průběhů zátěžného úhlu získaných výpočtem programem MODES a průběhů vypočítaných ručně ve skriptu pro různé doby tk:



Obr. 8.1-3 Porovnání výsledků počítačového a ručního výpočtu

Je vidět vcelku dobrá shoda kromě tečkovaně kreslených průběhů výpočtu kritické doby vypnutí zkratu (v angl. „Critical clearing time“ – viz např. [80]), kde u počítačového modelu MODES je doba vypnutí zkratu o něco delší. Je to zřejmě dáno rozdílnou metodikou výpočtu.

MODES používá pro řešení diferenciální rovnice $\frac{dx}{dt} = y$ implicitní lichoběžníkové pravidlo:

$$x_{K+1} = x_K + (y_K + y_{K+1}) * h/2 \qquad (8.1\text{-}1)$$

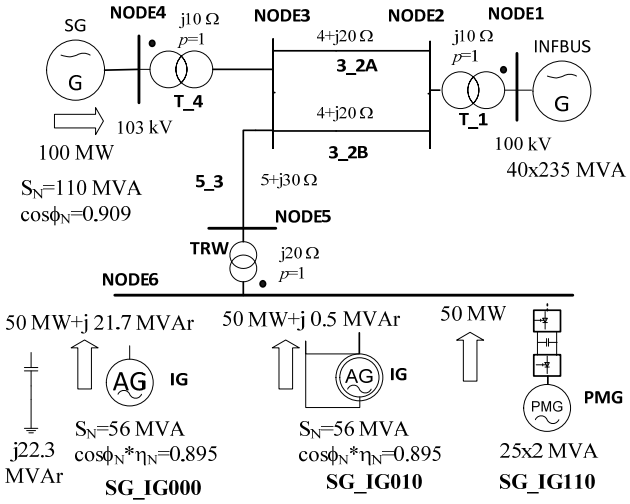
kde h je délka integračního kroku a k pořadí integračního intervalu. Hodnota y_{K+1} na konci integračního kroku musí být predikována a po dokončení výpočtu všech hodnot na konci integračního kroku musí být zkontrolována přesnost predikce (v případě, že není dodržena, se výpočet opakuje znovu).

Ve skriptu se používá explicitní Eulerova formule:

$$x_{K+1} = x_K + y_K * h \qquad (8.1\text{-}2)$$

která ovšem modifikuje hodnotu y_K v případě skokových změn a v případech krácení nebo prodlužování kroku výpočtu.

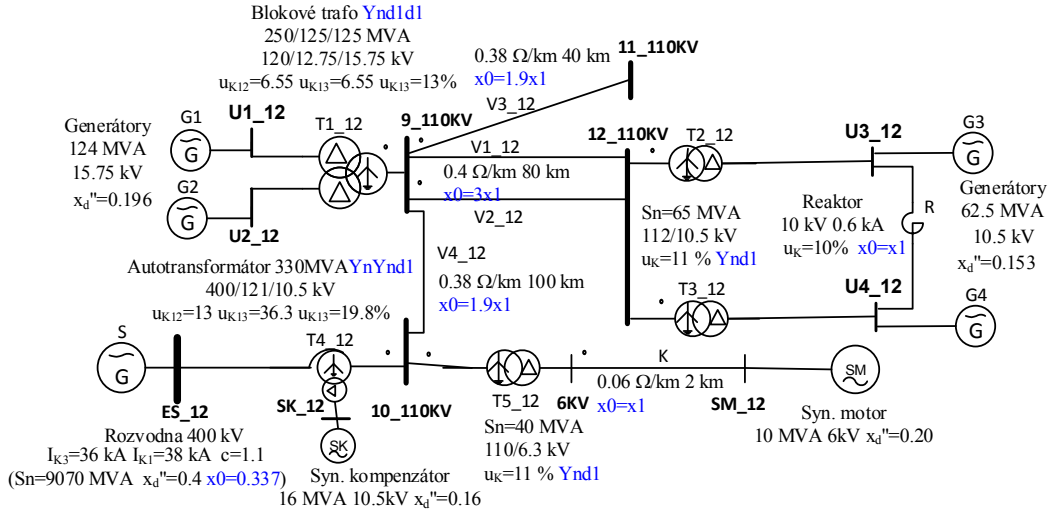
Dalším příkladem je síť 100 kV se synchronním strojem a větrnou elektrárnou, napájená z nadřazené soustavy. Model byl převzat z příspěvku [81] a demonstruje dynamickou stabilitu různých typů větrných elektráren podle Obr. 8.1-4.



Obr. 8.1-4 Jednopólové schéma modelu sítě 100 kV s vyvedenou větrnou elektrárnou

V prvním případě je pro vyvedení výkonu použit asynchronní generátor spolu s kondenzátorovou baterií. Druhý případ má připojen dvojitě napájený asynchronní generátor (s vinutým rotorem napájeným frekvenčním měničem) bez kondenzátorové baterie. Třetí případ využívá synchronní generátor s plno výkonovým frekvenčním měničem (viz kap. 5.1). Model umožňuje demonstrovat odolnost OZE při poruchách v síti typu blízkých zkratů (tzv. „Low Voltage Ride Through“).

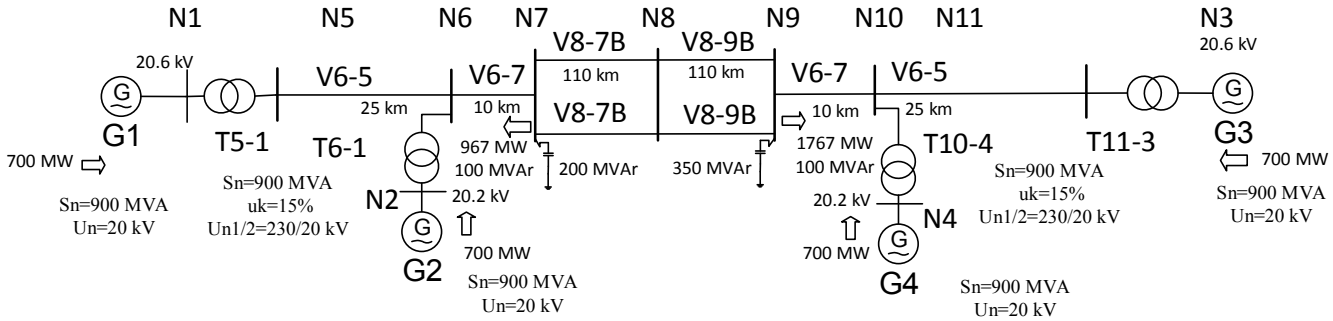
Model sítě 110 kV pro výpočty nesymetrických poruch (převzatý z příkladu 1.2 skripta [79]) je na Obr. 8.1-5.



Obr. 8.1-5 Jednopólové schéma modelu sítě 110 kV pro simulací nesymetrických poruch

Pro výpočet nesymetrických poruch je třeba doplnit údaje o zapojení transformátorů a parametrech vedení pro netočivou složku (ve schématu jsou vyznačeny modře).

Klasickým modelem pro simulací systémových kyvů je Kundurův model dvou oblastí (nazývaný také Klein – Rogers – Kundur model podle [82]). Jednopólové schéma vycházející z knihy [83] je na následujícím obrázku.



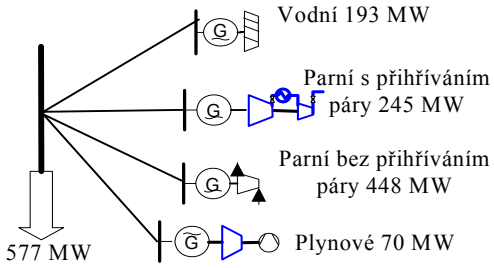
Obr. 8.1-6 Jednopólové schéma modelu dvou oblastí pro simulaci systémových kyvů podle Kundura [83]

Využití modelu pro simulace oscilační stability je ukázáno i v knize [33]. Rovněž v publikaci VI je Kundurův model použit jako východisko pro simulací vlivu zařízení UPFC a HVDC na tlumení systémových kyvů (Figure 1. a Figure 2.).

Některé modely byly již prezentovány v předchozím textu např. model vyvedení výkonu bloku 200 MW (Obr. 7.4-1), vytvořený na VŠB TU Ostrava pro výpočty programem ATP a MODES.

8.2. Modely pro střednědobou dynamiku

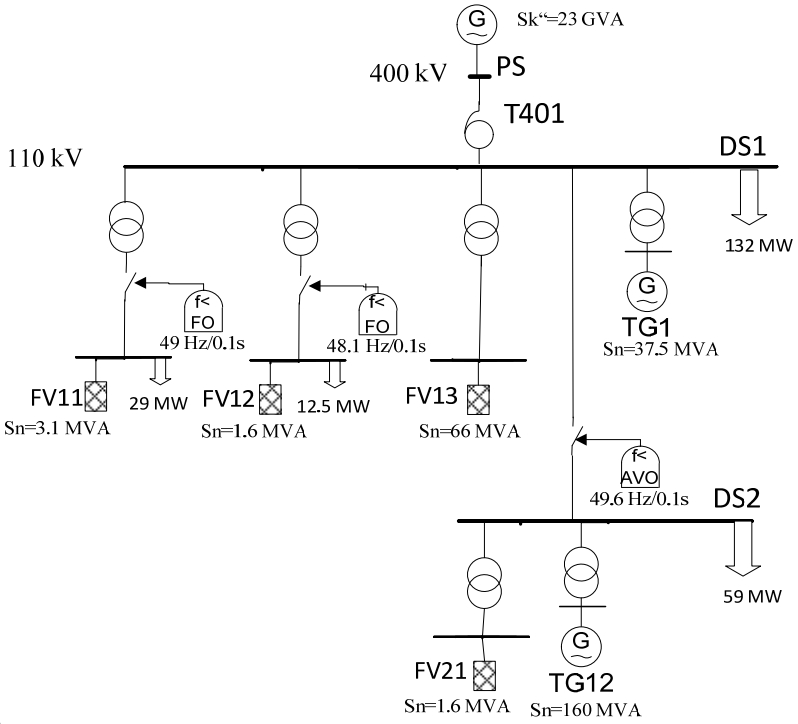
Pro simulaci **střednědobé dynamiky** ES související s frekvenční stabilitou, kde největší roli hraje rovnováha činného výkonu, lze použít jednoduché jednouzlové modely, které zanedbávají napěťové a přenosové poměry. Výkony všech zdrojů jsou vyvedeny do jednoho uzlu, kde je soustředěno i zatížení. Příklad takového modelu je znázorněný na Obr. 8.2-1.



Obr. 8.2-1 Schéma jednouzlového modelu (převzato z [32])

Takový model umožňuje simulovat dynamické chování různých typů zdrojů (turbín) v ostrovním provozu. Podobné modely, tentokrát s velkým podílem OZE byly prezentovány v Publikacích VIII (Figure 2 a Figure 4) a IX (Fig. 1) se zaměřením na vliv setrvačnosti soustavy a nastavení ochran FvE na frekvenční stabilitu celého synchronního propojení CE.

Poněkud složitější model uzlové oblasti distribuční sítě byl vytvořen za účelem analýzy dynamického chování ostrovů s FvE. Schéma tohoto modelu je na Obr. 8.2-2



Obr. 8.2-2 Jednopólové schéma generického modelu distribuční sítě (převzato z [42])

Uzlová oblast je napájena z přenosové soustavy transformátorem T401. Distribuční soustava 110 kV je rozdělena na dvě části. Část označená jako DS2 představuje síť vydělovanou do ostrovního provozu (pod-ostrov s dostatkem zdrojů pro udržení v chodu). Vydělení se provede automaticky činností automatiky vydělení ostrova (podfrekvenční relé AVO). V části DS1 je definováno i systémové frekvenční odlehčování realizované tzv. frekvenčními ochranami (podfrekvenční relé FO), které vypínají vývody 22 kV (včetně v nich instalovaných FvE).

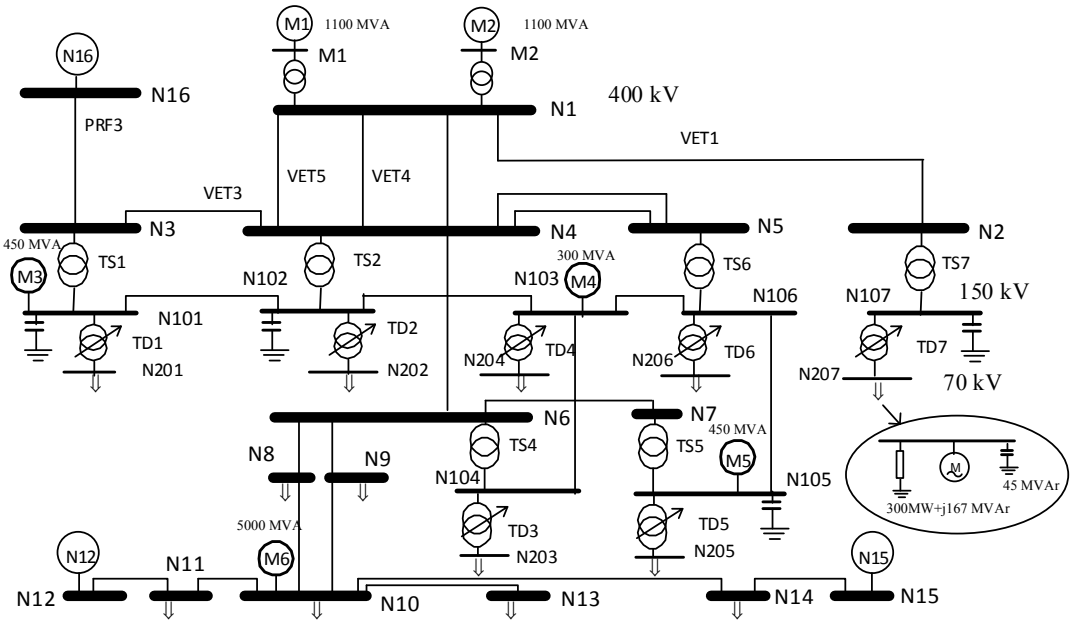
V obou částech lze zadat agregátní odběry činného výkonu (s odpovídajícím množstvím jalového výkonu podle definovaného účiníku) a dodávky výkonu (s odpovídající skladbou zdrojů klasických se synchronními stroji i FvE) – lze tak měnit výkonovou bilanci ostrova a testovat různé varianty provozu.

Generický model uzlové oblasti distribuční sítě byl rovněž použit pro testování frekvenční odezvy termostatické zátěže (simuluje změny zadané teploty termostatu topných spotřebičů v závislosti na odchylce frekvence sítě) a prezentován v příspěvku [84] .

8.3. Modely pro dlouhodobou dynamiku

Výpočty **dlouhodobé dynamiky** mohou simulovat dobu od několika minut až po několik hodin. Testovací soustava s FvE a bateriemi pro akumulaci energie (ESS z angl. „Energy Storage System“) a model distribuční sítě s řiditelnou zátěží (DSM z angl. „Demand Side Response“) jsou například prezentovány v Publikaci VI (Figure 4 a Figure 5).

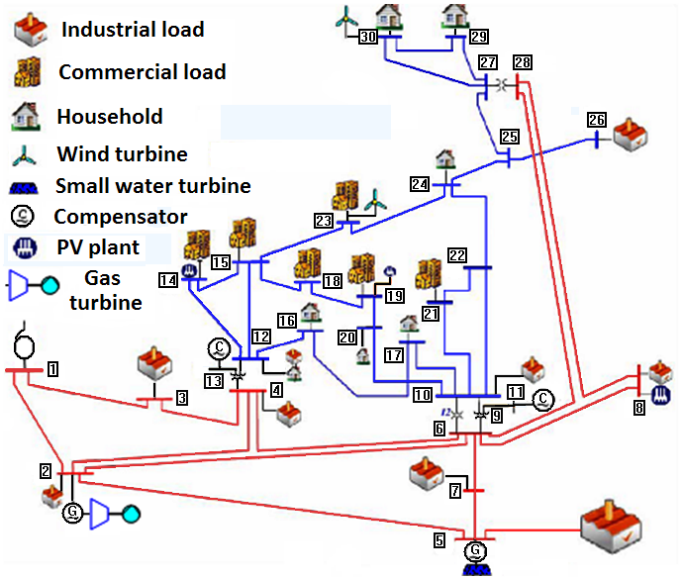
Pro simulaci **dlouhodobé dynamiky** ES související s napěťovou stabilitou lze použít tzv. belgicko - francouzskou testovací soustavu popsanou detailně v [6] . Jednopólové schéma je na následujícím obrázku.



Obr. 8.3-1 Jednopólové schéma belgicko - francouzské testovací soustavy CIGRE

Model zahrnuje tři základní napěťové hladiny: 400, 150 a 70 kV. Odběr výkonu na hladině 70 kV se skládá přibližně ze 2/3 z asynchronních motorů, zbytek tvoří zátěž modelovaná konstantní admitancí. Jalový výkon spotřebovávaný asynchronními motory je částečně kompenzován kondenzátorovou baterií o výkonu 45 MVAr. Transformátory 150/70 kV jsou vybaveny automatickým přepínáním odboček pod zatížením (viz kap. 4.4). Využití modelu je ukázáno i v knize [33].

Pro analýzu vlivu provozu OZE byl využit testovací model třicetiuzlové distribuční sítě IEEE doplněný o další zdroje (větrné turbíny, FvE, malé vodní a plynové turbíny): Model je popsán v [85] a jednopólové schéma je na Obr. 8.3-2.



Obr. 8.3-2 Jednopólové modelu distribuční sítě s rozptýlenými zdroji

Pro výpočty tzv. rozšířené dlouhodobé dynamiky (simulace provozu soustavy po několik dní až roků) byl využit model pro testování spolehlivosti (IEEE RTS 1996) doplněný o nové zdroje (FvE a bateriové systémy). Model je popsán v [86] .

9. Závěr

Tato práce dává v kostce ucelený přehled o modelování elektromechanických přechodných dějů v elektrizační soustavě. Ta reprezentuje složitý komplex zařízení na výrobu, přenos a distribuci elektrické energie včetně její spotřeby, řídicích a regulačních subsystémů. Matematické modely vlastně představují určitou formu popisu fungování ES a tvoří základ výpočetních prostředků – tzv. síťových simulátorů. Simulátory nacházejí uplatnění od výzkumu a výuky přes plánování rozvoje a přípravu provozu ES až po trénink dispečerů soustav a obsluhu elektráren.

V budoucnosti se dá předpokládat větší potřeba využití matematických modelů a metod pro přípravu provozu a řízení ES. Souvisí to s plánovaným nárůstem výkonu obnovitelných zdrojů instalovaných v distribučních sítích (tzv. rozptýlených zdrojů, na rozdíl od centralizovaných zdrojů vyvedených do přenosové soustavy), čímž se zásadně změní provoz a řízení těchto sítí. Při velkém objemu obnovitelných zdrojů s proměnlivou výrobou porostou nároky na provozovatele distribučních sítí, kteří budou muset převzít větší zodpovědnost za udržování výkonové rovnováhy v reálném čase, což je nyní v kompetenci provozovatele přenosové soustavy. Rovněž roste proměnlivost zatížení přenosových soustav vlivem fungování evropského trhu s elektřinou.

Pochopení dynamického chování ES bude hrát v budoucnosti minimálně stejnou roli jako dnes a univerzálně použitelné výpočetní jádro modelu ES, popsané v této práci, k tomu může přispět. Odhad průběhu přechodných jevů po poruchách v síti pomocí simulačních výpočtů umožnuje určit, jestli soustava bude stabilní a kyvy (přenášených výkonů a napětí) budou dostatečně tlumeny. Dynamické modely lze rovněž použít pro kontrolu funkce a nastavení ochran, řídicích systémů a regulátorů.

Důležitou roli také hraje verifikace dynamických modelů – porovnání výsledků simulačních výpočtů s reálným chováním soustavy, které bylo zaznamenáno měřením. V předposlední kapitole je uvedena řada možností pro takové porovnání. Dnešní doba s vyspělou měřící a informační technikou tuto úlohu usnadňuje a umožnuje tvůrcům dynamických modelů a simulačních prostředků průběžně a trvale ověřovat věrohodnost jejich díla.

Autor doufá, že tato práce může být využitelná ve výuce. Pomůckou k tomu mohou být i jednoduché testovací modely ES uvedené v závěrečné osmé kapitole. Vstupní data pro tyto modely budou dostupné na některém datovém serveru.

Reference

[1] Commision regulation (EU) establishing a guideline on electricity transmission system operation, https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/system-operation/Pages/default.aspx

[2] Nařízení komise (EU) 2016/631, kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroben k elektrizační soustavě, http://eur-lex.europa.eu/legal-content/CS/TXT/?uri=CELEX%3A32016R0631

[3] K. Máslo: Dynamické modely pro dispečerské tréninkové simulátory, sborník 13. semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2008

[4] K. Máslo, A. Kasembe: Matematické metody využitelné pro dispečerské řízení - vliv transformátorů s regulací fáze, sborník V. mezinárodního vědeckého symposia Elektroenergetika, Stará Lesná 2009

[5] J. Arrillaga a kol.: Computer Modelling of Electrical Power System; John Willey & Sons ; 1983

[6] „Long Term Dynamics Phase II“, TF 38-02-08 Final Report, CIGRE Technical brochure No. 102, 1995

[7] K. Máslo, J. Anděl: Gas turbine model using in design of heat and power stations, IEEE Power Tech Conference, Porto 2001

[8] IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Standard 421.5-1992

[9] K. Máslo, A. Kasembe, M. Kolcun: Simplification and Unification of IEEE Standard Models for Excitation Systems, Electric Power Systems Research, 140 (2016), Aug. 2016

[10] K. Máslo: Tvorba dynamických modelů použiti pro praktické výpočty, seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2002

[11] K. Máslo: Dynamické modely budicích systémů určení parametrů, seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2002

[12] J. Kabelák, K. Máslo: Vliv buzení na stabilitu synchronních generátorů, 5. mezinárodní konference Automatizace energetických procesů, Zlín 2002

[13] K. Máslo, Z. Hruška: Odvození modelu střídavého budiče, sborník X. mezinárodního vědeckého symposia Elektroenergetika, Stará Lesná 2009

[14] K. Máslo: Systémový stabilizátor a tlumení systémových kyvů, 6th International Conference Control of Power Systems, Štrbské Pleso 2004

[15] A.V. Ščegljajev: Parní turbíny 1. díl, SNTL Praha 1983

[16] IEEE Working Group Report: Dynamic Models for Fossil Fuelled Steam Units in Power System Studies; IEEE PAS No. 2; 1991

[17] M. Nechleba, J. Hušek: Hydraulické stroje, SNTL Praha 1966

[18] IEEE Working Group Report: Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies; IEEE PAS No1; 1992

[19] K. Máslo: Dynamické modely pro vyšetřování přechodných dějů v ES: seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2001

[20] S. K. Yee , J. V. Milanovic´, F. M. Hughes: Overview and Comparative Analysis of Gas Turbine Models for System Stability Studies, IEEE Trans. Power Syst., vol. 23, no. 1, pp. 108–118, Feb.2008

[21] K. Máslo: Model a testování ostrovního provozu paroplynového cyklu, sborník III. Mezinárodního vědeckého symposia Elektroenergetika, Stará Lesná 2005

[22] M. Ferenc a kol.: Uproszczony model matematyczny dynamiki srednoobrotowego silnika wysokopreznego; Silniky spalinowe, No4; 1989

[23] K. Máslo: Model dieselgenerátoru pro dynamické výpočty, časopis EE č.2/1999

[24] J.G. Slootweg, H. Polinder, W.L. Kling: Reduced Order Models of Actual Wind TurbineConcepts, IEEE Young Researchers Symposium, Leuven 2002

[25] K. Máslo: Frekvenční stabilita ES v souvislosti s evropskými síťovými kodexy, 22. ročník semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2017

[26] K. Máslo, Z. Hruška, P. Trubač, J. Rusnák, M. Hvizdoš: Chování větrných elektráren při přechodových dějích v sítích a jejich modelování, sborník konference CIRED, Tábor 2009

[27] K. Máslo, M. Pistora: Dlouhodobá dynamika soustavy s rozptýlenou výrobou včetně OZE, sborník konference CIRED, Tábor 2010

[28] K. Máslo, M. Pistora: Modelování možnosti separátního provozu větrné turbíny, 12th International Conference Electric Power Engineering, Dlouhé Stráně 2011

[29] K. Máslo: Zdokonalené modely ES pro simulaci budoucího provozu sítí, 20. ročník semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2015

[30] K. Máslo a kol.: Systematizace a kvalifikace regulačních potřeb ES ČFR pro regulaci f a P, technická zpráva EGÚ Praha, 1991

[31] K. Máslo, K. Kósa, I. Petružela: Dynamické chování ES při změnách frekvence - ostrovní provoz, 6th International Conference CONTROL OF POWER SYSTEMS, Štrbské Pleso 2004

[32] K. Máslo: Využití síťových simulátorů pro přípravu a analýzu provozu ES, 10. ročník seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2005

[33] Kolektiv autorů: Řízení a stabilita ES, Asociace Energetický Manažerů 20133, dostupné na https://www.powerwiki.cz/attach/PrilohyVyuka/%C5%98%C3%ADzen%C3%AD%20a%20stabilita%20elektriza%C4%8Dn%C3%AD%20soustavy.pdf

[34] A. Kasembe, K. Máslo: Regulace napětí v ES, sborník konference ELEN, Praha 2000

[35] Z. Huang, Y. Ni, C.M. Shen, F.F. Wu, S. Chen, B. Zhang: Application of UPFC in Interconnected Power Systems – Modeling, Interface, Control Strategy and Case Study, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, No2, May 2000

[36] N. Dizdarevic, G. Anderson: Power flow regulation by use of UPFC's injection model, IEEE Power Tech '99 Conference, Budapest 1999

[37] K. Máslo. Modelování UPFC pro simulaci elektromechanických přechodných dějů v ES, Sborník konference ELEN pořádané ČVUT, Praha 2004

[38] V. Akhmatov: Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power System with Large Amounth of Wind Power, disertační práce http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:85832/datastreams/file_5488854/content

[39] K. Clark, N. W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca: Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies, GE Energy report Version 4.5, 2010

[40] K. Clark, N. W. Miller, J.J. Sanchez-Gasca: Modeling of GE Solar Photovoltaic Plants for Grid Studies, GE Energy report Version 1, 2009

[41] K. Máslo: Výpočty dynamické stability sítí s OZE, 17. ročník semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2012

[42] M. Pistora, K. Máslo: Vliv frekvenčního nastavení OZE na ostrovní provoz v distribuční soustavě, sborník konference CIRED, Tábor 2012

[43] K. Máslo: Vliv fotovoltaických elektráren na bezpečnost provozu ES, Energetika č. 8-9/2013

[44] K. Máslo, J. Feist: Power system dynamics behavior, modeling and simulation of the primary control test, 2nd Int. workshop on Electric Power System Control Centres, Alghero 1993

[45] P. Švejnar, K. Máslo, S. Vnouček: Dynamická odezva ES na deficit činného výkonu, Energetika č.6/1994

[46] A. Kasembe, K. Máslo, S. Moroni, R. Pestana: Frequency stability of the future continental Europe power system, 18th Mediterranean electrotechnical konference MELECON, Limassol 2016

[47] K. Máslo: The general purpose network simulator MODES,4th Int. workshop on Electric Power System Control Centres, Rethymo 1997

[48] K. Máslo, P. Neuman, B. Šulc, A. Jarolímek: Power System and Power Plant Dynamic Simulation, 15th IFAC World Congress, Beijing 1999

[49] K. Máslo: Dynamický model ES pro dispečerský trenažér, 7. mezinárodní konference Automatizace energetických procesů, Zlín 2006

[50] K. Máslo: Dynamický model ES - použití v dispečerském tréninkovém simulátoru, 12. seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2007

[51] K. Máslo, M. Bíca, I. Petružela: Zvýšení stability jaderné elektrárny Temelín pomocí rychlého řízení ventilů, sborník II. vědeckého symposia, Stará Lesná 2003

[52] K. Máslo, M. Kaňok: Distance Protection Model for Network Simulators, 8th International Conference Control of Power Systems CPS, Štrbské Pleso 2008

[53] J. Kříž, K. Máslo: Modely ochran pro dispečerský tréninkový simulátor distribuční soustavy, 16. seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2011

[54] K. Máslo: Implementace dynamického modelu ES do DTS, 14. seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2009

[55] M. Chladová, K. Máslo: Tvorba ekvivalentů pro síťové výpočty, sborník konference ELEN pořádané ČVUT, Praha 2002

[56] K. Máslo: Modely speciálních ochranných schémat, 16. ročník semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2011

[57] K. Máslo: Modely ES vhodné pro panevropský dynamický model i pro tréninkový simulátor, 19. ročník semináře Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2014

[58] K. Máslo, J. Eickman: Simplification of Breaker Oriented Network Model into Extended Bus Oriented Model, IEEE International Energy Conference EnergyCon, Dubrovnik 2014

[59] K. Máslo, M. Kolcun: Simulation Engine for Dispatcher Training and Engineering Network Simulators, IFAC CIGRE/CIRED Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids, Prague 2016

[60] P. Henneaux, D. S. Kirschen, Probabilistic Security Analysis of Optimal Transmission Switching, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, No. 1, pp. 508–517, Jan. 2016

[61] R.E. Brown et al.: Failure rate modeling using equipment inspection data, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, No. 2, pp. 782–7877, May 2004

[62] Kodex PS - II. Podpůrné služby, https://www.ceps.cz/CZE/Media/Tiskove-zpravy/Documents/%C4%8C%C3%A1stII_16_fin.pdf

[63] K. Máslo: Model asynchronního motoru pro dynamické výpočty, AT&P Journal, 2-3/2002

[64] P. Švejnar, K. Máslo, S. Vnouček: Spuštění elektrárenského bloku ze stavu bez napětí a obnova napětí v ES, Energetika 2/1997

[65] K. Máslo, K. Witner, L. Kočiš, M. Švancar: Výpočet přechodných dějů při zkoušce rozběhu vlastní spotřeby JE, 6. mezinárodní vědecká konference Electric Power Engineering, Dlouhé Stráně 2005

[66] K. Máslo, K.Witner: Rozběh vlastní spotřeby elektrárny ze tmy, Sborník konference ELEN, Praha 2006

[67] K. Kósa, K. Máslo: Simulácia skratovej skúšky v sústave 400 kV ES SR v rozvodni Veľký Ďur, sborník II. vědeckého symposia, Stará Lesná 2003

[68] Kodex PS - I, Základní podmínky pro užívání PS, https://www.ceps.cz/CZE/Data/Legislativa/Kodex/Documents/ČástI_17_fin.pdf

[69] K. Máslo: Vyšetřování dynamických dějů v ES – využití síťových simulátorů, sborník 9. semináře E2003 -Simulace a dynamické modelování energetických procesů, Praha 2003

[70] K. Máslo: Popis poruch v přenosové soustavě ČR, vzniklých 25. 7. 2006, Energetika č.8-9/2006

[71] K. Máslo, J. Novák, J. Doležal: Analýza výpočtu zkratových proudů, 1. mezinárodní vědecké sympozium ELEKTROENERGETIKA 2001, Stará Lesná

[72] K. Máslo: Dynamický model ES - použití v dispečerském tréninkovém simulátoru, seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2006

[73] B. Sadecký, M. Havrda: Zkušenosti z implementace WAMS v ČEPS, a.s., seminář Aktuální otázky a vybrané problémy řízení ES, Poděbrady 2017

[74] K. Máslo: Rozpad synchronního propojené sítí UCTE z pohledu dynamické stability ES, Energetika č.6/2007

[75] K. Máslo, V. Mach: Vliv nesymetrických poruch v síti na stabilitu synchronních generátorů, sborník 5. mezinárodní konference Automatizace energetických procesů, Zlín 2002

[76] M. Kolcun, K. Máslo, J. Rusnak, V. Mach: Použití výpočetních prostředků ve výuce elektroenergetiky, sborník 5. mezinárodní vědecká konference Elektroenergetika, Visalaje 2003

[77] V. Mach, K. Máslo. Zkrat na svorkách synchronního stroje v programech ATP a MODES, sborník konference ELEN 2004 pořádané ČVUT, Praha 2004

[78] K. Máslo, K. Witner, A. Kasembe, M. Škach, Z. Brettschneider: Systémové stabilizátory – požadavky a jejich prověření, sborník 4. Mezinárodního vědeckého symposia Elektroenergetika, Stará Lesná 2007

[79] Chladný, Bilička: Prechodné javy v ES (příklady), TU Košice 1991

[80] K. Máslo, V. Krištof: Medzná doba trvania skratu z hľadiska zachovania synchronizmu generátora, 6th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering Elektroenergetika, Stará Lesná 2011

[81] J. Tamura, M. Ueno, Y. Matsumura, S. Kimoto: Transient Stability Simulation of Power System Including Wind Generator by PSCAD/EMTDC, IEEE Power Tech Conference, Porto 2001

[82] M. Klein, G.J. Rogers, P. Kundur: A fundamental study of inter-area oscillations in power systems, IEEE PAS, Vol.6 No. 3; Aug. 1991, http://home.eng.iastate.edu/~jdm/ee554/kundur_fundamental_study.pdf

[83] P. Kundur: Power System Stability and Control, McGraw-Hill 1994

[84] K. Máslo, M. Pistora, T. Linhart: Use of Demand Side Response System Frequency Control in Emergency and Restoration, CIRED Workshop, Rome 2014

[85] K. Máslo, M. Pistora: Long term dynamics modelling of renewable energy sources, IEEE EUROCON International Conference on Computer as a Tool, Lisabon 2011

[86] K. Máslo: Improved methods for future power system operation and development assesment, 8th International Scientific Symposium on Electric Power Engineering, Stará Lesná 2015

THE NUCLEAR POWER PLANT IN AN ISLAND OPERATION

I.Petruzela[(1)], Z.Piroutek[(1)] and K.Maslo[(2)]

(1) EGU Prague - Power Research Institute, Czech Republic (2) CEZ - Czech Power Company, Czech republic

ABSTRACT

The scale and complexity of the present power systems are increasing. The defence and restoration plans should be prepared to ensure safe operation of the power system and reliable supply of the consumers. Preparing for an island operation of the network with power plants is an important part of these plans. This paper deals with an analysis of nuclear power plant in island operation. It describes used methods and necessary improvements in control and technology to ensure the island operation capability of the nuclear power plant Dukovany (4 units with nominal power 440 MW).

THE NPP DUKOVANY IN AN ISLAND OPERATION

Island operation of the NPP Dukovany is a new mode of operation in which the power plant has to control grid frequency of the power system in less stable power system.

Island Operation of the Power System

The normal operation of the power system is characterised by keeping network parameters close to their nominal values. The frequency of produced electric energy is maintained by a grid frequency control (primary, secondary) within narrow range about 50 Hz.

A disturbance in the power system is generated in case of the large loss of power on production side, or loss of an energy consumption or failure of network lines. Important disturbances in the power system cause disintegration of the large stable synchronous network into several smaller networks (Islands). The Island operation is characterised by lower stability and large frequency deviation.

In case of appearance of the failure in the power system the main objectives are:

- failure suppression,
- protection of technological system components against damages,
- the quickest possible restoration of the normal mode of operation.

Reliable operation of the NPP Dukovany in an island must be ensured during the time necessary for restoration of the synchronous operation of the whole power system.

Major outages are very rare, but they cause large economical damages (e.g. outages on July 2nd and August 10th 1996 in the Western United States).

There is usually not possible to check the Island operation capability of power plants during the daily operation, because such tests are expensive and hazardous. Therefore the mathematical modelling has to be used. Weak points of the NPP current status can be checked by a model. After the identification of the weak points, modifications are designed to suppress them. The performed technical arrangements are checked by tests. These tests are hazardous tests, and therefore regulatory body requires their simulation and verification on a model.

The NPP Dukovany Current State Analysis

A capability of the NPP Dukonany to meet Island operation requirements depends mainly on the properties of turbogenerator control as well as its co-operation with the reactor power control.

A basic regulating element of the turbogenerator is the electro-hydraulic controller. It composed of the electronic power controller (PI-controller) and the hydraulic speed controller (P-controller) which are connected in series (Fig.1 and **Chyba! Neznámý argument přepínače.**).

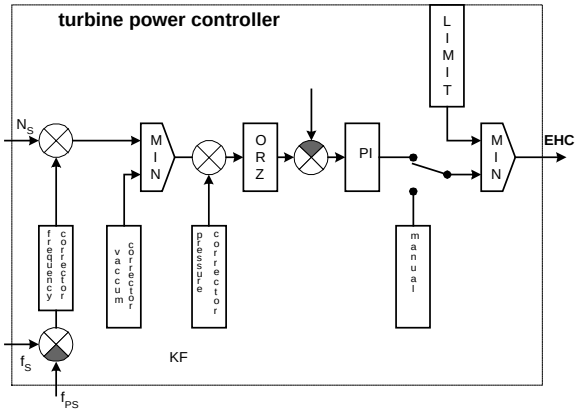


Fig. A A simple schema of the electronic turbine power controller

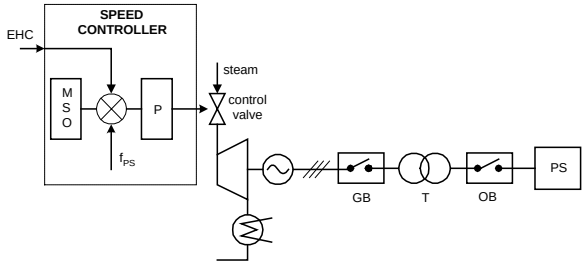


Fig. B The simple schema of hydraulic speed controller with the simple line output schema

The hydraulic speed controller operates immediately and practically without a limitation in case of the great frequency increase (**Chyba! Neznámý argument přepínače.**). However, the electronic turbine power controller work against power system request (Island). It reaches high limit of its actuator and the control valve changes automatic mode into manual mode. This is in an Island operation unacceptable, because pressure correction is not ensured in case of primary circuit failure.

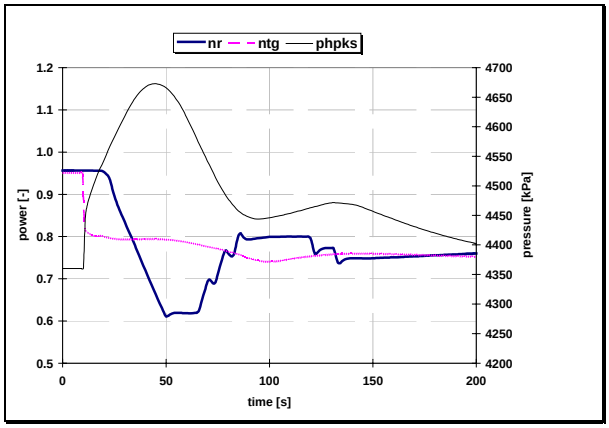


Fig. C One Hz frequency increase

nr - reactor power
ntg - turbine power
phpks - main steam collector pressure

In case of frequency drop (**Chyba! Neznámý argument přepínače.**), the turbogenerator increase its power irrespective of the reactor capability. The result of this action is a steam pressure decrease in main steam collector. This pressure decrease causes pressure corrector activation and subsequently returns turbine power back into original value irrespective of the power system requests. When a low value of the frequency takes a long time, the turbine reaches nominal power with electro-hydraulic converter (EHC) position on 20%. This is unacceptable for the efficiency of protections, which demand a power turbine decrease (e.g. Limit I,II). In this case of ordinary accident, which it is in normal condition managed by automatic turbine power decrease, it should be finished by reactor protection activation.

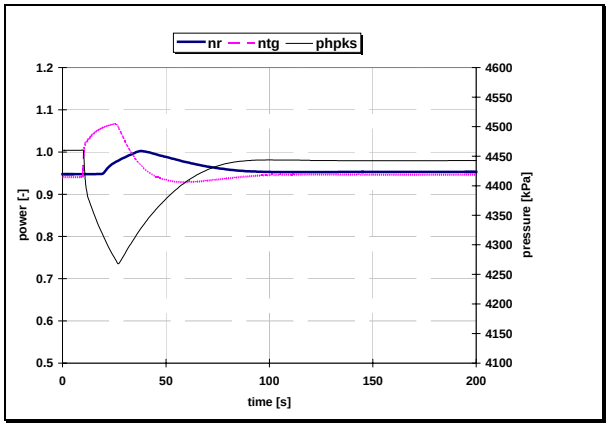


Fig. D One Hz Frequency drop

The Necessary NPP Dukovany I&C Arrangement

The Island operation of the NPP Dukovany was not included in the original plant project. The introduction of these new operational mode necessitates, therefore, some arrangements in plant systems, particularly in the I&C system. These arrangements must ensure , in case of the Island creation, fulfilment of the following requirements:

- power system frequency is a main controlled variable,
- speed controller must be proportional (the reason of that is the stability of a parallel operation of several sources in the island power system),
- transition into the Island operation must be automatic from all current modes of operation,
- in the Island operation, necessary corrective feedback to the reactor power control must not be aborted,
- synchronisation of the Island grid with the power system as well as transition to normal mode of

operation after successful synchronisation must be made possible,

- unit information system must be completed in order to provide the operator with sufficient information about the unit status and to support him during important Island grid frequency deviations.

THE ANALYSES PERFORMED BY MODELS

The performed analyses concerned mainly the unit response to the grid frequency variation. The unit model simulates in detail a process of the electric energy production. It describes thermodynamic events having time constants in the range of the seconds. The power system influence in the model is described by an equation. This equation describes the influence of the balance between the power production and the power consumption on the power system frequency.

In reality the power system behaviour is more complicated, mainly in the first phase of the Island creation. The detail model of the power system describes electro-magnetic effects having time constants in the range of millisecond. The power system model includes all power sources present in the system. The description of thermodynamic part of these sources is, however, very simple, because from the point of view of the power system disturbance the quasi-stationary description is quiet sufficient.

The Power System Modelling

The power system consist of the number of objects. It is useful to divide this system into generation, transmission and consumption parts. The power stations, the network and load correspond to that division. The load can be modelled in a static and/or dynamic manner.

The special part of the power system is the active power/frequency and the reactive power/voltage controls. While the first one has a global character with central load frequency control (LFC), the second one has a local character with pilot node controllers. These two controllers are supervised by a tertiary control.

The conceptual power system model is shown in the **Chyba! Neznámý argument přepínače.**.

The part of the power system controlled by a common LFC is called an area and the interchange power balance P_{PROF} is defined. The part of power system controlled by pilot node controller is called a zone.

The unit consists of a synchronous generator, exciter and prime mover systems. Reference values N_S and Q_S are the control variables. Frequency and node voltage U are input variables.

The automaton performs some action, when predefined criteria are satisfied. So that it can simulate a deterministic operation of the real equipment, such relay and protections.

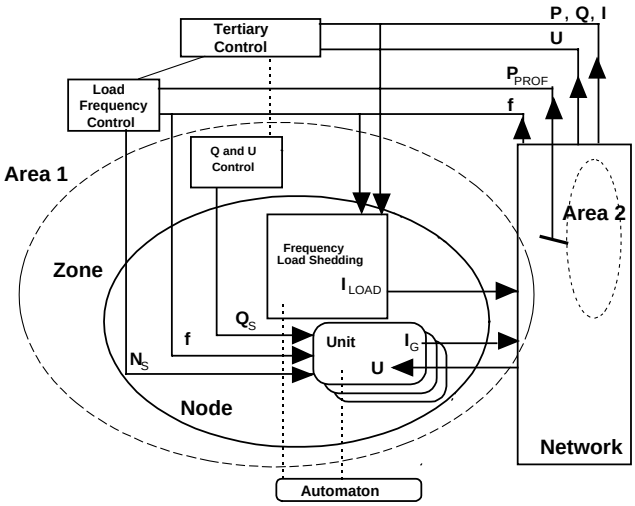


Fig. E Conceptual Model of the Power System

The NPP Dukovany Modelling

The detailed unit model allows to determine the grid frequency changes influence on the power plant main technological systems. The frequency is a input disturbance which, through turbine and another rotating machine, has an impact on the unit behaviour. The unit verification is performed by model and has to document:

- capability of all unit systems to maintained the Island frequency within a required range by the NPP turbogenerators power changes,
- capability of the unit transition into safe state in case of a failure inside of the unit technology (e.g. MCP trip)

In the last several years EGU Prague has developed simulation model of the NPP Dukovany „DYJE“. This model is standardised (in Czech republic) and fully verified for nuclear power unit dynamics calculations under :

- normal conditions
- abnormal conditions (i.e loss of important components, control system failures or malfunction, manual control)
- emergency conditions in the secondary circuit (i.e. surges from the primary circuit to the secondary circuit in the steam generator, leaks from the secondary circuit)

The NPP model DYJE is written in the simulation block-oriented language MODYS (also developed in EGU Prague).

DYJE consists of certain number of relatively independent modules modelling behaviour of power unit systems. These modules are as follows:

1. *Technological equipments*
   a) reactor core,
   b) primary circuit piping,

c) steam generator,
d) steam piping,
e) pressurizer,
f) turbine-generator, condenser steam dump valves, reheater and moisture separator,
g) LP feedwater heaters and condenser pumps,
h) feedwater tank,
i) motor driven feedwater pump,
j) auxiliary motor driven feedwater pump,
k) atmospheric relief valves,
l) safety valves,

etc.

2. *Control system equipment*

a) reactor power controller,
b) turbine-generator load controller,
c) condenser steam dump valves controller,
d) pressurizer pressure controller,
e) pressurizer level controller,
f) steam generator level controller,
g) feedwater tank pressure controller,
h) condenser level controller,
i) atmospheric relief valves controller,

etc.

3. *Limitation and protection system functions*

The Interface between Power System Model MODES and the NPP Dukovany Model DYJE

The scheme of the interface is in the**Chyba! Neznámý argument přepínače.**

The power system model MODES was translated into dynamic library and in this form attached to the NPP model DYJE.

The input variables to the NPP Dukovany model „DYJE“ are network frequency f and speed deviation s_G. The output variable to the power system model MODES is the turbine output N_T.

Advantages of connections of the NPP model DYJE and the power system model MODES

Time constants of the electric energy production transients differ substantially from those of the power distribution grid transients. This causes problems in single model calculation. Therefore, we used two separated models for analyses of an Island operation of the NPP Dukovany - the power system model (MODES) and the unit model (DYJE). The interconnection (see **Chyba! Neznámý argument přepínače.**) allows:

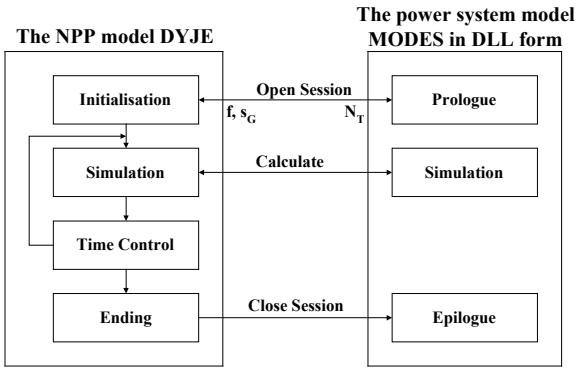


Fig. F Scheme of the interface between DYJE and MODES

1. to check capability of the NPP Dukovany transition into the Island operation in various power balances.
   a) the Island load is given by size of energy consumption in node Slavetice
   b) the Island load is large part of the power system
2. to check influence of the so-called „Frequency plan“:
   a) automatic transition of the turbine control system from the power control to the speed control,
   b) step load reduction in dependency on the island frequency (four different levels, at each level a load reduction of approx. 12% of the load),
   c) disconnection of the NPP Dukovany from the grid and the unit transition to the house load,
3. to check the island power system behaviour in case of unit technology malfunction (e.g. motor driven feedwater pump trip) as well as to check the unit capability transition to a safe state during the Island operation.

REFERENCES

[1] Long Term Dynamics; Final Report of the CIGRE Task Force 38-02-08; 1995

[2] K.Maslo: Modelling of Transient Phenomena in the Power System; MODES Aplication Guide

AUTHOR'S ADDRESS

The first author can be contacted at

EGU - Power Research Institute
Prague 9 - Bechovice
190 11
Czech republic
email petruzela@egu-prg.cz

Dynamic Simulation of the Nuclear Power Plant Auxiliaries

Karel Máslo, PhD
ÈEZ a.s., Transmission Grid
Prague, Czech Republic

Jan Andìl
ENERGOPROJEKT a.s.
Prague, Czech Republic

Abstract - The scale and complexity of the present power systems are increasing. To plan and design such a system, it is necessary to have computer models for both the transmission grid and the power plant in detail. As an example of computer simulation support for designers this paper presents the upgrading procedure of 6kV bus transfer system in the large nuclear power plant. There are described some important features of the NPP electrical diagram and issues connected with bus transfer and its simulation. The paper outlines a general purpose automaton model used for relays and protection systems simulation. Several examples of transient phenomena computation illustrate using of the advanced network simulator MODES for power system analysis and protection design.

Keywords
Automaton, bus transfer, protection design, modelling, network simulation, power system, power plant.

1. Introduction

Power plant design is very complex and difficult task, especially in case of nuclear power plant due to safety and reliability. Fortunately, advances in computer technology, numerical analysis and equipment modelling have contributed to the development of improved analytical tools, such as network simulators with extended library of equipment models. These tools make possible to use sophisticated and faster power system and power plant design procedures. Our contribution presents using of the improved network simulator MODES[1] for design of the 6kV bus transfer system in the nuclear power plant auxiliaries.

2. Network Simulator MODES

Network simulators make possible to analyse the dynamic behaviour of the complex power system affected by some internal and external side "faults". They have wide range of using for:

- education purpose
- training of power plant operators and system dispatchers
- design and testing of power system equipment
- operation and expansion (developing) planning
- different types of studies (in frame of interconnection, defence and restoration plans)
- off - line and on - line security analysis

The MODES is a computer software for transient, mid and long-term dynamic calculations. The MODES is available in the two forms. The first is usual application exactly the package of applications, include the user friendly interface (to manage input/output data - so called projects, different auxiliary and additional programs, provide on-line and context sensitive help).

The second form of MODES is a DLL, which is able linking with arbitrary program supporting the DLL in the Microsoft WINDOWS environment.

It can be used like:

1. stand alone application with own user interface for off-line power system analysis (it is a basic version)
2. tool for artificial neural network (ANN) learning (a modification of basic version), this ANN is then used for on-line security assessment
3. tool for secondary voltage control software testing (a modification of basic version), this software is then used for real-time pilot node voltage control
4. a component of an off-line security analysis package
5. simulation engine (as a dynamic linking library) for power plant simulator.

The different applications of the MODES software is depicted in the following three dimensional figure:

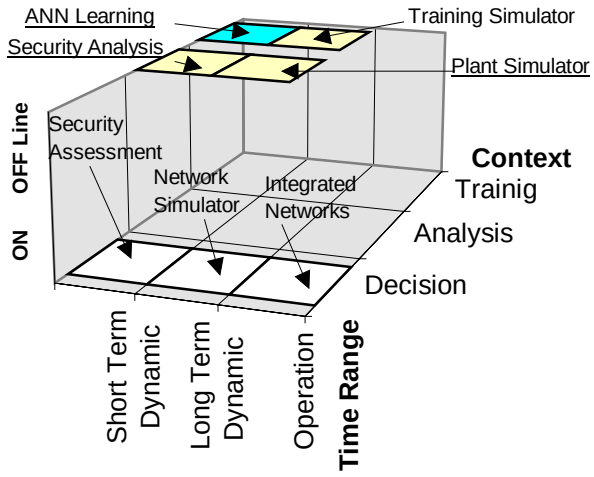


Fig. 1 The MODES software applications overview

The underlined applications are under operation and the others are developed or under consideration.

The Security Assessment identifies transient stability problems due to network contingencies.

The Network Simulator is a decision aided tool for network operators. It can check possible transactions in the network to prevent thermal overloading, voltage and frequency collapses.

The Integrated Network Tool makes possible co-ordination between the electric and thermal networks (power system and district heating systems) by co-generation units regulation.

The aforementioned three applications used real-time data from EMS. The time ranges are several seconds for short term dynamics, several minutes for long term dynamics and several hours for operation.

[1] the MODES is a network simulator tested in the CIGRE Task Force 38-02-08 Long Term Dynamics - see [1]

3. Library of equipment models

The MODES library contains the ready to use models of equipment inclusive of a typical parameters. These models cover the standard range of:

- synchronous machines, excitation and prime mover systems
- asynchronous machines and drive equipment
- static and dynamic load
- load frequency control
- automatic frequency load shedding
- on load tape changers.

Relays and protection system are modelled by general purpose automaton model. The automaton performs some action (or serves as an input for logical element), when predefined criteria are satisfied. So that it can simulate a deterministic operation of the real equipment. The fundamental structure is depicted in the following figure:

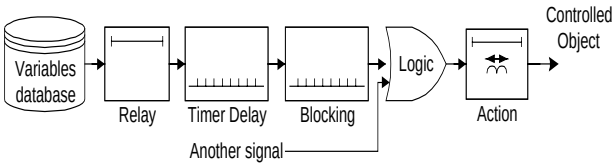


Fig. 2. Scheme of the general purpose automaton model

The variables database contains:

- coupling, state and algebraic variables of the units and asynchronous machines
- network variables like voltages, currents, power flows etc.
- transformers ratio
- components of an apparent impedance
- differences between magnitude and phase of voltages on sending and receiving ends of a branch.
- states of branches, nodes, automatons and logics
- states of units and their control subsystems (overcurrent and underexcitation limiters, fast valving, acceleration and overspeed relays).

The relay can measure a single or complex variable. The threshold can be set as line or circle. The number of crossing a threshold, pick-up time can be set. The output from the relay can be delayed and blocked (after proceeding operation). The logical outputs from chosen set of automatons are evaluates by a logic. The logic is a set of logical OR/AND elements with predefined actions. The final actions of the automaton/logic operate on selected object. The possible actions correspond to the common action of protections, dispatchers on power plant and system level.

The input data for the MODES applications have two forms: for off-line ("ground flour" applications in three dimensional Fig. 1) and for on-line ("upstairs" applications in three dimensional Fig. 1) regimes.

The network input data is in the MODES or the PSS/E (PTI) data format for off-line regime.

The common information model of the EMSAPI Standard [2] will be used for on-line regime.

The data for dynamic models are collected in so called catalogues, and user can choose the suit set of input data or create own. The basic or extended catalogues are part of the software supply.

The hierarchy of the used models and data structures corresponds to the real power system operation and control.

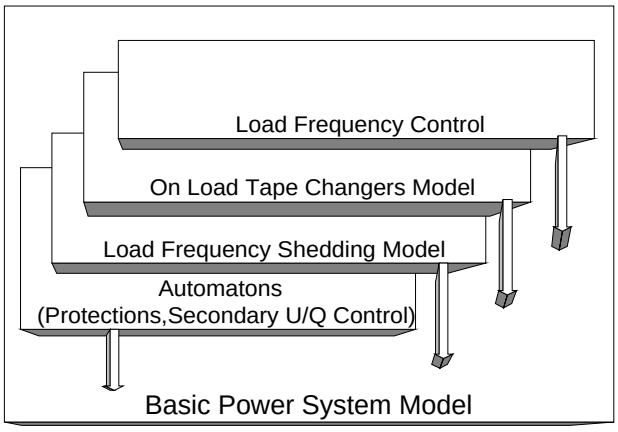


Fig. 3. Hierarchy of the models

The basic power system model contains the network objects like branches (lines and transformers), nodes (with the loads) and units (synchronous generators and asynchronous motors). These objects can be subjected actions from the implemented models (see Fig. 3), provided by a scenario (predefined time sequence of actions) or by user (during the simulation).

4. A NPP Electrical Scheme

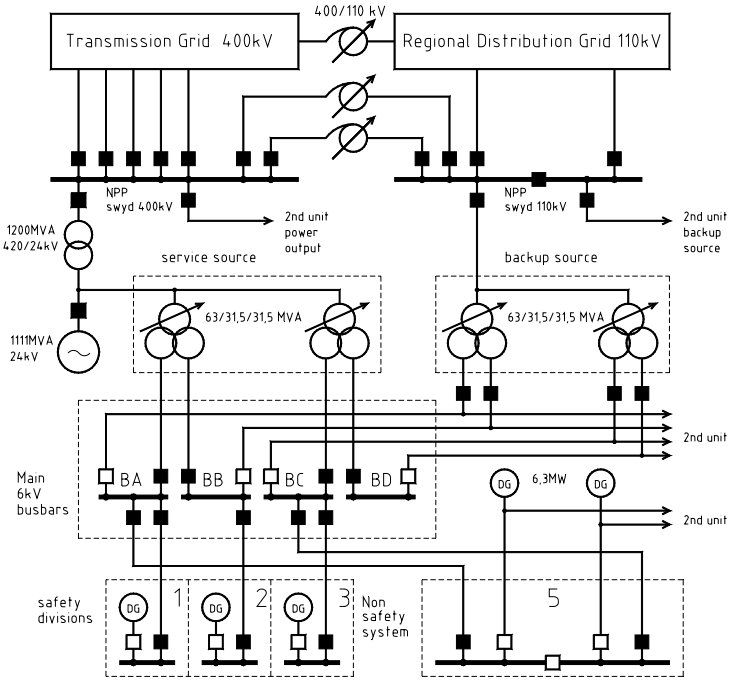
Figure No. 4 shows a simplified scheme of a Nuclear Power Plant (NPP) with two VVER (PWR) type units 1000MW of a Soviet design which is being presently built in the Czech republic (ÈR). Unit 1 is near its completion. Energoprojekt Prague a.s. is the General Designer of the above NPP.

Power of each Unit is led to the Plant switchyard 400 kV. The ÈR transmission grid operates in a synchronous mode with the UCPTE system.

The service source of the Unit own consumption power supply is represented by two transformers 24/6,3/6,3 kV, which are supplied from the 1111 MVA generator tap. The Unit backup source, i.e. a couple of 110/6,3/6,3 kV transformers, is supplied from the Plant switchyard 110kV. Both the service and backup transformers are equipped with voltage control by tap changing under loading. The main Unit 6kV buses are normally supplied from service transformers. Each bus is equipped with a supply from the backup transformers, too. Between the service and backup input there is an automatic bus transfer (ABT)

The NPP safety systems are arranged into 3 independent divisions (3 x 100 %). In each of the 3 divisions there is formed a assured power supply system (identified as 1, 2, 3).

Fig. 4. The principal diagram of the VVER1000 Unit



The main unit buses supply 6 kV motors rated of approximately 0.2 - 8 MW and 6/0,4 kV transformers. The largest motors are the primary circuit 4 main reactor coolant pumps (RCP) rated 8 MW. Regarding the electrical scheme concept it is important that the RCP have a great moment of inertia and that is why they are able to secure the primary circuit transfer to natural circulation cooling by their long run out in case of electrical power supply loss.

Tab 1 : Basic data about NPP drives (example)

name of the drive (* safety system)	Pn kW	Tmech
reactor cooling pump (RCP)	8000	9 s
condenser pump (CP)	2000	1 s
high pressure inject. pump (HPI)*	800	0,8 s
emergency feed watter pump (EFWP) *	800	1 s
important service watter pump (SWP)*	680	0,9 s

From the viewpoint of ABT from the service source to backup source the following features are important:

The CR electrification system scope and its installed power is relatively small and the 1000MW units represent a significant source. The aim is therefore to maintain the above Units as a disposable source and not shut them down into cold condition without any reason in case of failures in the power outlet area (some failure signals can be even false). This concerns in particular the reactor island which is kept in a hot standby condition on low power for several tens of hours in case it is impossible to lead out the power. It enables to maintain the possibility of a new fast start up of the Unit after eliminating the failure. In order to maintain the Unit in a hot standby condition it is necessary to transfer via the ABT to backup source the substantial part of the own consumption loads.

This concept is different from French NPPs for example, where the Unit is usually shut down in case of a failure in the power outlet. For this reason a smaller number of consumers participates on ABT. The loss of electrical energy production is quite easily covered by great number of other sources.

Other requirements on the ABT design are based on the el. Scheme basic configuration on Figure No. 4. The safety systems power supply is on some NPPs (i.e. in the U.S.A) electrically separated from those sources which provide power for of electrical energy production. That means important safety drives are not influenced by transient in an unimportant el. Scheme. In case of the VVER Units the assured power supply systems are connected to the main Unit buses 6 kV and thus they influenced by all transients in own consumption. The most demanding is the simultaneous 6kV ABT on the backup source.

5. A NPP El. Scheme Model

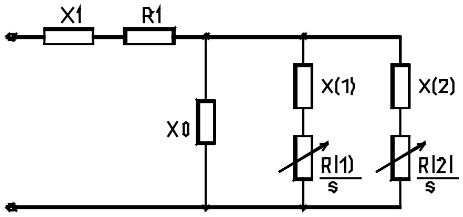
A model focussed to the transient processes simulation in the VVER 1000 MW Units own consumption ABT was created in the MODES simulator code. The first unit was modeled in detail (to the level of main switchboards 0,4 kV). The second Unit was modeled in a simplified way (up to 6kV level) only to represent a dynamic equivalent .

The external grid model was elaborated by ÈEZ a.s., Transmission Grid. Electrically close part of grid was modeled in detail, electrically remote parts of the grid were replaced by equivalent generators.

For the purposes of own consumption transient processes simulation it is most important to create models of el. motors and driven equipment (pumps, fans....). Setting up of the model had the following stages:

a) Obtaining data from the equipment manufacturers. Besides the usual data (U_n, P_n, cosφ, η, i_k, J) it was necessary to obtain the following characteristics M_m= f(s), I_m= f(s), M_{LOAD}=f(s) in the whole range of slips.
Fig. 5. Diagram of the asynchronous motor model

b) Acquisition of data about the drive function in a technologic process in different operation modes of a Unit. Most often in concerned those data which are included in a NPP design [7].

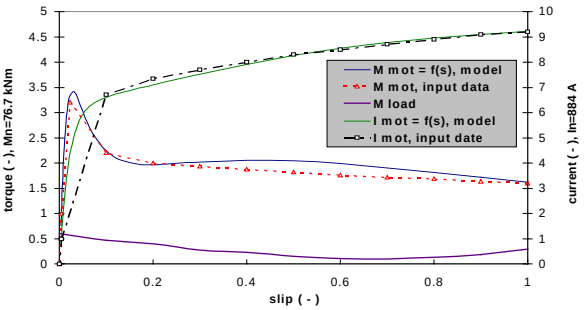


c) Creating asynchronous motors models. In the MODES there is a asynchronous motor model with two cages which allows to assembly motors with a very variable characteristics course. Equivalent scheme is on Figure No. 5. Figure 6 compares the given and modeled characteristics of a RCP motor 8MW. Greatest difficulty of motor model development lies in the input data. The given characteristics M_m= f(s) and I_m= f(s) often do not

mutually correspond (the manufacturer intentionally presents with a margin higher currents and smaller moments). A repeated consultation with the manufacturer is necessary and even then the model is a compromise usually.

Fig. 6. Reactor cooling pump characteristics

d) Creating the driven equipment models. The largest driven equipment on a NPP are pumps and fans.



Course of their characteristics $M_{LOAD}=f(s)$ was usually given in the input data.

The NPP own consumption grids model includes impedance of all substantial elements (transformers, cables, metal covered conductors....) as far as the main 0,4kV buses. Models of drives and static loads (lighting, heaters, UPS,...) were connected to the buses. The model was put in tune so that in a steady state mode the voltages and loads on the buses correspond to the design conditions. In total the Unit own consumption model includes approximately 240 nods, 270 branches, and 230 motors.

The transition processes simulation course was controlled in two basic ways:

- by time scenarios - initiating event modeling.
- by automatons - load shedding and ABT models

6. Bus Transfer reconstruction

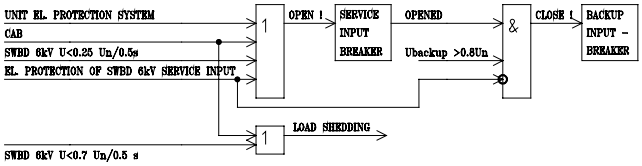
Great demands are made on the 6 kV buses ABT automatics at the VVER 1000 (see Chapter 4). The ABT automatics is functionally related to other automatics, I&C and protection systems of the Unit, whose requirements shall be respected:

- reactor and turbine protection and control system
- Unit central automatics (CAB) which evaluate the loss of service sources (TG shut down, disconnection from the 400 kV grid)
- electrical protections system of the Unit power outlet, service source and 6kV buses
- undervoltage load shedding protection

In the original ABT algorithm (see Figure 7) an initiating event was opening of the service input breaker from (a) Unit el. Protections (ABT time approx. 200 ms), (b) Unit central automatics (ABT time approx. 350 ms), (c) voltage drop on the 6kV bus to 0,25Un/0,5s. In case of the service input protections action or in case of the backup source insufficient voltage the ABT was locked. The ABT channels (a) and (b) are fast, uncontrolled. The (c) channel is residual voltage type, delayed.

Fig. 7. Original ABT algorithm

Tests on another NPP [9] as well as a computer simulation [7], [10] have demonstrated that when the ABT time is approximately 350 ms the backup input breaker is closed near to the opposite angle position of



the decaying voltage generated by motors and backup source voltage. Figure 8 shows an example of ABT simulation with a no voltage pause of 350 ms. The figure shows clearly rapid increase of the condenser pump (CP) drive slip which was caused by a moment surge as a consequence of the out-of-phase closing. Behavior of other „light“ pumps (Tmech≈1s, ie also HPI, EFWP, SWP,...) is similar.

The out-of-phase motors switching on was respected in the design by supplying such motors which are constructed to withstand these strains. However, this measure does not deal with mechanical strains of the shafts and couplings between the electrical motor and driven equipment as a consequence of moments surges during transfers, to which attention was brought by US NRC in [8] as well. The strains can integrate in these parts and because they are not monitored, they can remain undetected until a failure occurs.

Regarding the scheme configuration which was described in Paragraph 2 (power supply of assured power supply systems from buses which serve for production of energy) it is necessary to pay increased attention to out-of-phase switching on motors during ABT on the VVER 1000 MW Units. During bus transfers on buses drives on all three safety divisions can by strained by one event (the loss of service sources). That means there exists a potential for a common cause failure occurrence on otherwise strictly separated safety systems divisions. The ABT algorithm was modified with the aim to eliminate these influences.

New ABT algorithm

When modifying the ABT algorithm the following main conditions were followed:

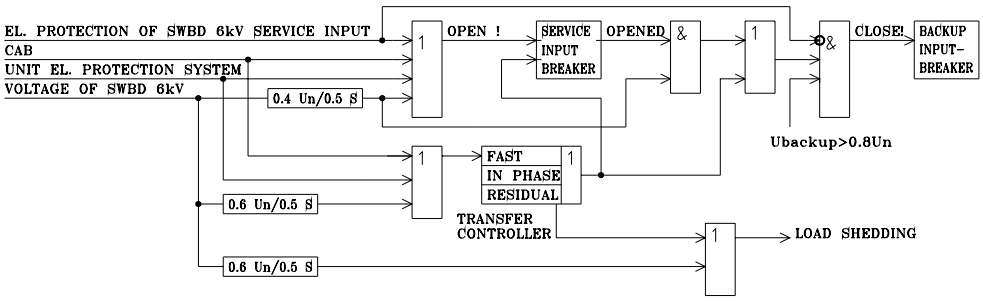
a) safe start-up of the drives and other consumers which are necessary for maintaining the Unit in an operation mode with the reactor on small power.
b) the discrimination between ABT function and reactor trip. The reactor trip is initiated (except other conditions) due to decrease of power consumed by 3 out of RCP pumps. The power decrease is evaluated by 4 directional underpower (UP) relay delayed of approximately 1 s, associated with each RCP .
c) The ABT algorithm must eliminate out-of-phase closing of motors. The condition which permits switching on was accepted from the U.S. standard ANSI C50.41/1982 (1,33 pV/pHz).

In order to comply with condition b) it was impossible to use a simple solution which would use

mere delay of a backup input closing till the moment of voltage decrease to the „safe“ value of 1,33 pV/pHz. The RCPs function during the “no voltage pause” as generators which supply other drives of their bus. This reversed power flow, evaluated by an UP relay, could cause frequent reactor tripping. Figure 9 shows a computer simulation of this case.

Fig. 10. The new ABT algorithm

When creating a new algorithm the greatest problems were with finding a suitable type of a synch-check relay. Common relays which are designed for synchronized coupling of two islands in the grid or an alternator into a grid are not suitable. Finally, a bus transfer control system “Synchrotran” of the Beckwith Electric, U.S.A, was selected. Principal scheme of the modified



algorithm is shown on Figure 10.

The new ABT algorithm has several functional channels:

- ABT-U1: a modified original undervoltage channel which switches the backup input on only in compliance with the condition 1,33 pV/pHz

and the “Synchrotran” controlled channels:

- ABT-F: „fast transfer” which acts in the case of small voltage angles deviations (up to 30°).
- ABT-I: „in phase transfer” closes the backup input at the moment of a next voltage phase coincidence.
- ABT-U2: undervoltage channel

Setting the “Synchrotran” relay is done in compliance with the above a), b), c) conditions. Prior to the ABT-U1 and ABT-U2 functions the unnecessary drives are shed by a undervoltage protection. The ABT-I and ABT-F channels transfer the power to a backup source without load stripping.

Figures 11 and 12 show an example of the new ABT function computer simulation. Initiating event on Figure 11 was a simple loss of service power supply. Initiating event on Figure 12 was a short circuit on the Unit power output 400 kV line, lasting 100 ms. The 6kV buses service inputs were opened and ABT-F on the BA bus, ABT-I on the BB bus occurred (these channels function was preselected for demonstration). The own consumption drives restarted successfully prior to the reactor protection action.

A successful function of the ABT-F and ABT-I channels even during short circuits in the 400 kV and 24 kV areas, which was not expected originally and which was demonstrated by the computer simulation, was one of the main arguments which decided about the new ABT algorithm design use.

7. Conclusion

The advanced network simulators are important tools for power system and power plant design and planing. They can significantly improve the engineer works from quality and time point of view and they make possible to understand the physical phenomena in the depth and width.

Reference

[1] Long Term Dynamics; Final Report of CIGRE TF 38-02-08, January 1995

[2] Guide to the EMS Application Program Interface Standard; IEC TC57 WG13 draft

[3] Máslo, Feist: Power system dynamic behaviour; Proceedings of International workshop on control centres, Alghero 1993

[4] Máslo, Fantík: Dynamic analysis of the power system; Pre-prints of International Conference ECPS'96, Bratislava

[5] Máslo, Vnouèek, Fantík: Unit black start and power system restoration; International Symposium MEPS'96, Wroclaw

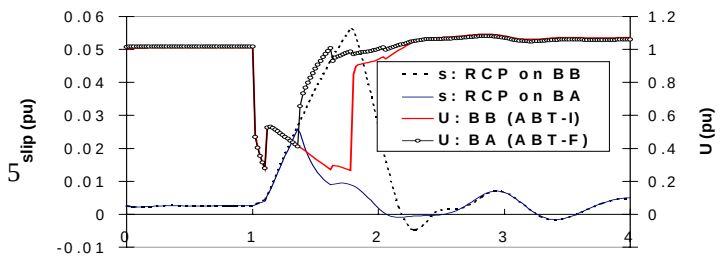
[6] Máslo, Petružela, Piroutek: Nuclear power plant in island operation; accepted paper for UPEC'97, Manchester

[7] Basic design of NPP Temelin, 2xVVER1000, elaborated by Energoprojekt Prague

[8] Operational Experience on Bus Transfer, USNRC, AEOD/E90-05, 06/1990

[9] Input data for calculation of electromechanical transients in auxiliary supply of NPP Dukovany 4xVVER440, Energoprojekt Prague, 09/1991.

[10] Technical support study for NPP Temelin „Operating modes of electrical part“, Energoprojekt Prague, 06/1990, 06/1992, 05/1993.



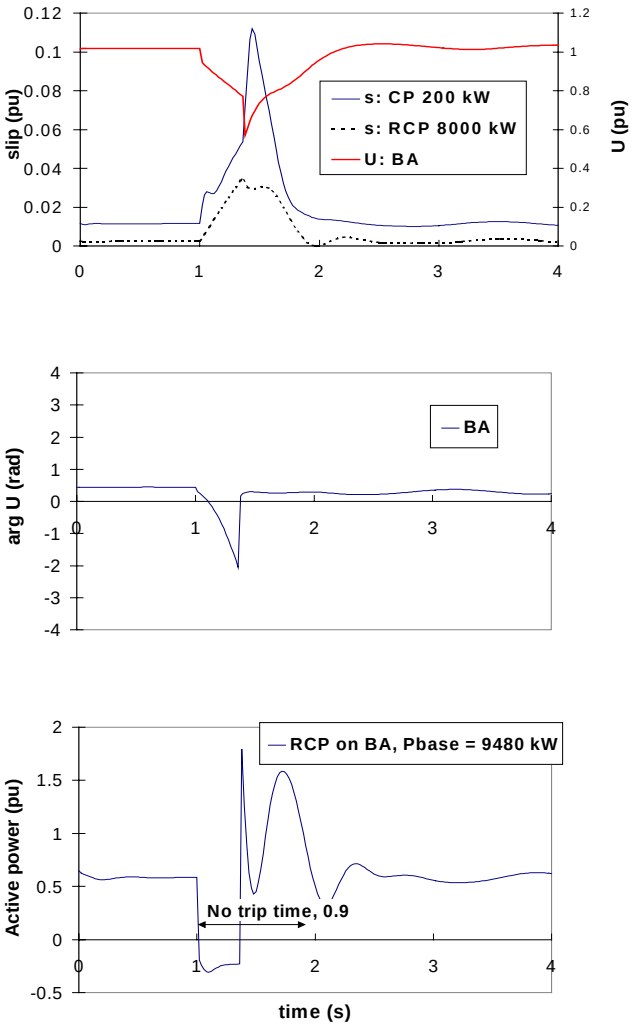


Fig. 8 Original ABT - voltage angle opposition

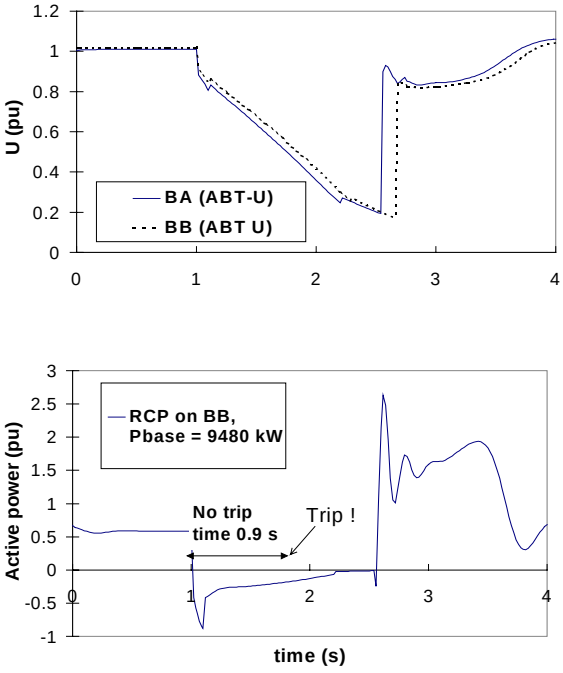


Fig. 9 Residual voltage ABT : reactor trip

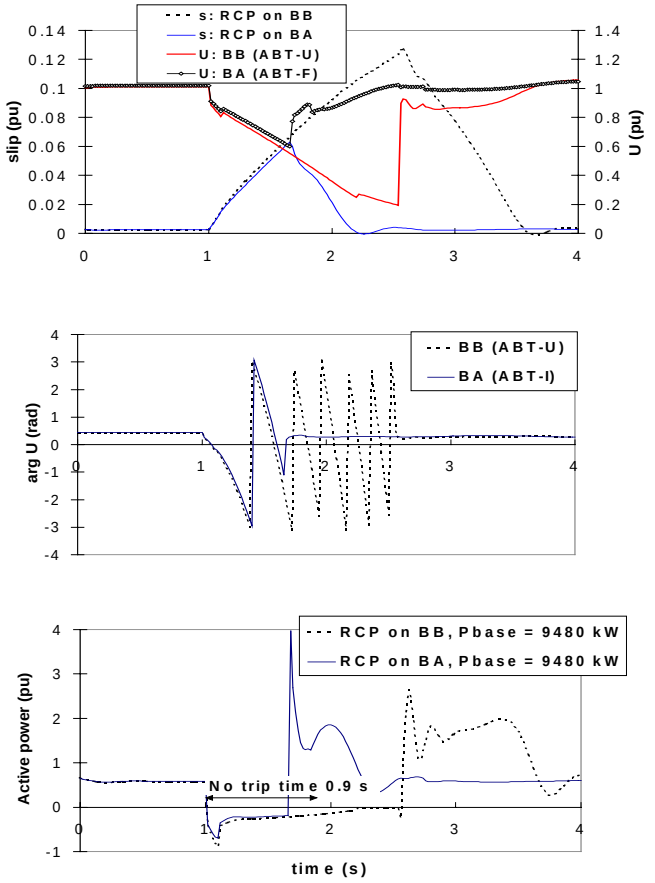


Fig. 11 New ABT - loss of power (CAB function]

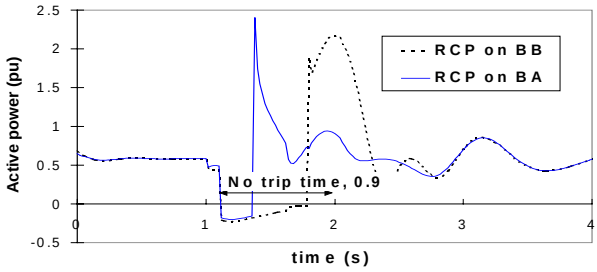
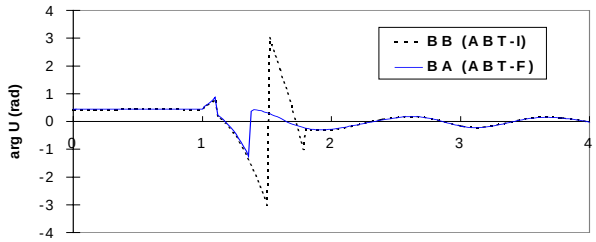


Fig. 12 .. New ABT - 400kV line short circuit



Paper accepted for presentation at PPT 2001
2001 IEEE Porto Power Tech Conference
10th –13th September, Porto, Portugal

Gas turbine model using in design of heat and power stations

Karel Maslo, Jan Andel

Abstract **Paper presents prime mover models suitable for island operation simulation. It deals with designing principles of power station with gas unit from power station - network interaction point of view.**

Index Terms **Dynamic model, Gas turbine (GT), Island operation (IO), Network simulator**

I. Introduction

ISLAND operation (IO) is rare regime, but prime movers should be able to pass to the island and operate in it. Dynamic simulation is a efficient tool for IO investigation, because of field tests and experiments are nearly impossible. The large voltage and frequency deviations are typical for IO, so that used models must correspond for true representation of these phenomena. This paper describes improvements of prime mover models implemented into network simulator called MODES (see [1] -[9]).

Gas turbines (GT) are used in the industry for producing heat and electricity and serve as back-up source (in case of network outage) as well. This contribution deals with interaction of GT and network. It presents using of dynamic model for investigation GT response to network faults. Simulation calculations make technical solutions easier and can detect weak points of protection and control. The time and costs are saved during putting GT into operation.

II. Dynamic Models Used in the MODES

The MODES is a power system analysis package. It contains three basic applications:

1. SCCalc for short circuit calculation (see [10])
2. MODES for short, mid and long term dynamic simulation
3. MOPES for operation scheduling (see [11]).

These applications are able to cover the time range of power system dynamic from several milliseconds to several weeks according the Fig. 1.

We will focus on the same named network simulator MODES. The method used for numeric simulation is described in Appendix 1.

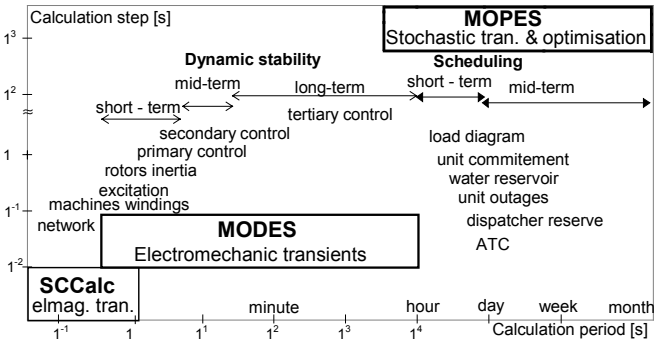


Fig. 1 Time Frame for Power System Dynamics

We introduce prime movers dynamic models implemented in the MODES suitable for island operation simulation now.

A. Improved steam units models

The speed and pressure controls are crucial for the passing to the island and operation into island. The structure of the turbine control usually change from the so called primary control (the turbine or boiler follow mode with frequency correction) to the proportionally speed control. Turbine control switches from the primary control to the speed control when the frequency deviation is greater then ± 200 mHz. This deviation is considered as a symptom of island operation in an interconnected system.

The negative pressure deviations (steam pressure is greater then reference value) are solved by steam bypassing and by boiler/reactor control. The positive pressure deviations may be solved by pressure correction in turbine control and by boiler/reactor control as well. The combination of the proportional speed governor with pressure correction together with boiler controller creates so called island controller depicted in the Fig. 2.

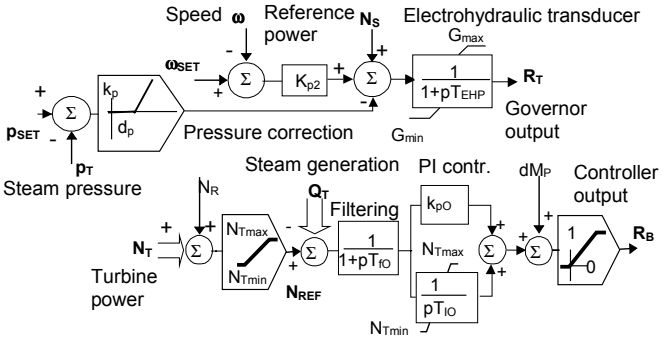


Fig. 2 Block scheme of governor and boiler control model in island regime

K. Maslo is with the Czech Transmission Company, CEPS, a.s., Argentinska 38, 170 05 Praha, Czech republic (e-mail: maslo@ceps.cz).

J. Andel is with the ENERGOPROJEKT Praha, a.s., Vyskocilova 3/741, 140 21 Praha, Czech republic (e-mail: andel@egp.cz).

0-7803-7139-9/01/$10.00 ©2001 IEEE

The PI boiler controller controls steam generation to reference value N_{REF}. This value correspond the turbine power (determined by governor) increased by a reserve power N_R. This additional steam generation flows through the bypasses and boiler is able to increase its power immediately by bypass valves closing.

The turbine and boiler models are in the following figure:

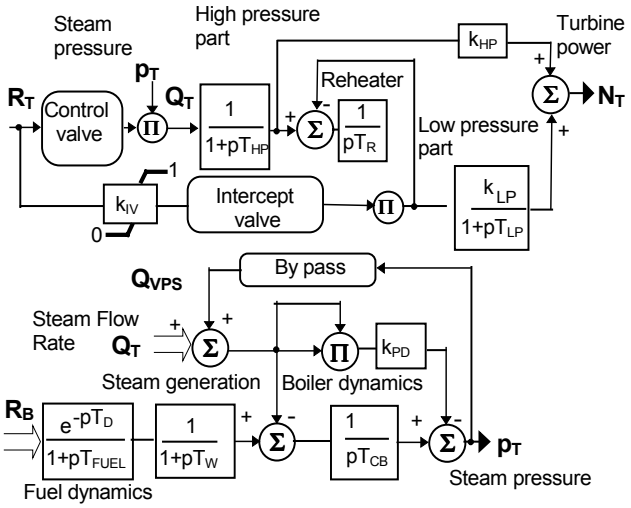


Fig. 3 Block scheme of steam turbine model

Turbine model takes into account the action of control and intercept valves and corresponds to the reference [12]. The valves are controlled by speed governor.

The boiler model corresponds to the reference [13], with added by pass. The real high pressure by pass valves (which lead the steam back to the reheater) and low pressure by pass valves (which lead the steam directly to the condenser) were modeled by one equivalent by pass valve.

The above described models were verified by comparing of simulation and field test of 200 MW steam turbine with once through boiler. The following figures show the results of simulation and measuring. Transient behavior during the change from full load to the house consumption was tested. The speed deviation is in the following figure.

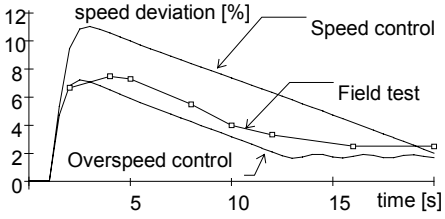


Fig. 4 Time course of the speed deviation of the steam turbine

The first simulation (marked Speed control) shows a large overrun due to the „natural" behavior of the turbine controlled by speed governor only.

The additional automatics - acceleration relay should be take into account. This relay causes fast temporary closing the control and intercept valves and decreasing of turbine power. The effect is shown on the second simulation (marked Over-speed control).

A. Improved hydro units models

The speed control is important similarly as for steam unit for hydro units modeling. The pressure deviations (so called water hammer effect) are solved by co-ordination of gate opening/closing speed. The turbine model should take into account friction losses in penstock, self-regulation effect due to speed changes and mechanical losses. All this phenomena is taken into account in the following model.

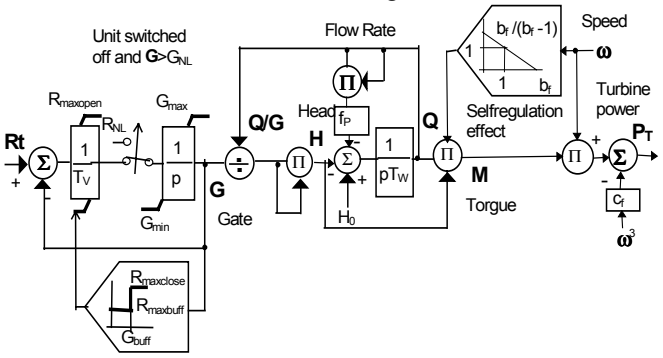


Fig. 5 Block scheme of hydro turbine model

The gate position modeling should into account decreasing of closing speed for small gate opening (so called buffering).

When the unit is switched from the network and gate position is lesser then some no load value G_{NL}, the gate is closed by R_{NL} rate.

The two types of governor were tested in simulation:

1. classical mechanical - hydraulic structure (see [3])
2. PIDP controller.

The both models are represented in the following figures.

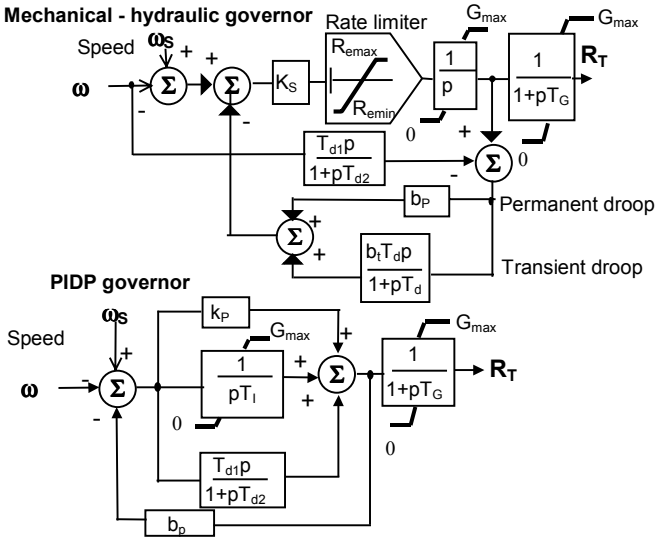


Fig. 6 Block scheme of mechanical - hydraulic governor model

Due to the feedback (permanent droop b_P) has the PIDP controller proportional character.

The created model was verified by comparing of simulation and field test 320 MW Kaplan turbine. The following figures show the results of simulation and measuring. Transient behavior during the change from full load to the no load and the house load was tested. The speed deviations for different

controller types is in the following figure.

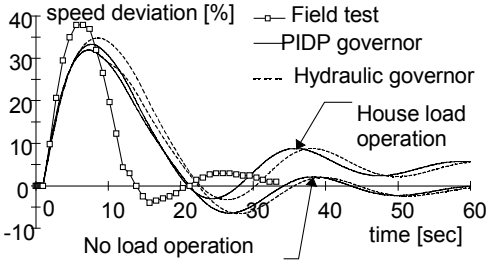


Fig. 7 Time courses of the speed deviations of the hydro turbine

As can be seen from this figure the behavior of the both controllers is very similar.

A. Diesel engine model

The diesel - generator creates the important reserve source of energy and can be used as basic source for black start. Models created according [15] are in Fig. 8 and Fig. 9.

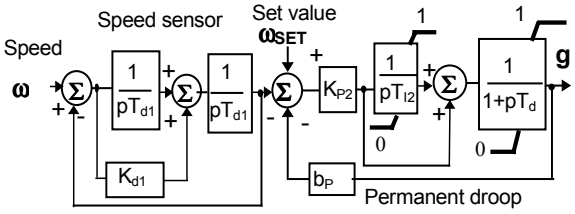


Fig. 8 Scheme of mechanical -hydraulic governor of diesel-generator

The governor has PI character when permanent droop b_P=0 and then is suitable for island operation.

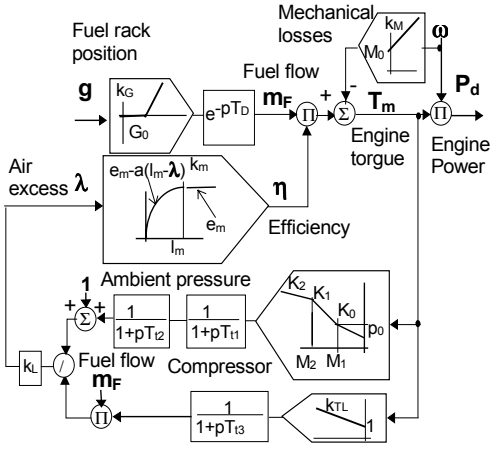


Fig. 9 Block scheme of turbo-diesel engine model

The dependence of engine efficiency on air excess λ for combustion is modeled by quadratic (K_m=2) or cubic (K_m=3) form. The following figure shows the results of simulation and measuring of 7.9 MVA diesel-generator during step increasing of load from 10 % to 60 %.

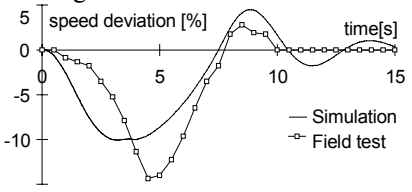


Fig. 10 Time courses of the speed deviations

A. Gas turbine model

Dynamic model was created on the base of simplified single shaft GT model published in [16] complemented by self-regulation effect (dependence on speed deviation).

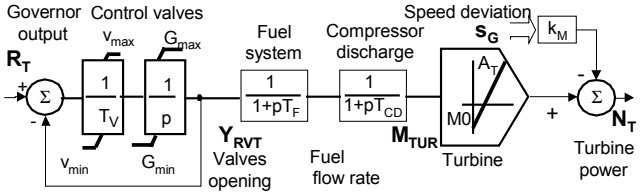


Fig. 11 Block scheme of gas turbine model

Turbine is modeled by a static function Nt=f(Fuel flow). The parameter M0 takes into account compressor power and friction losses as well. The parameter k_M takes into account self-regulation effect and ventilation losses as well. The parameter Gmin corresponds to the minimum gas flow rate able to guarantee a correct combustion operation. Since M0-Gmin*A_T may be lesser then zero, this value corresponds a braking power during load rejection. Model involves control valves, delay due to fuel system and compressor discharge.

Implemented model has been validated by comparison of load rejection simulation (from 110 to 4 MW) with reference calculation in [16] – see Fig. 12. A switching from power to the speed control was carried out when frequency falls down under .49.7 Hz.

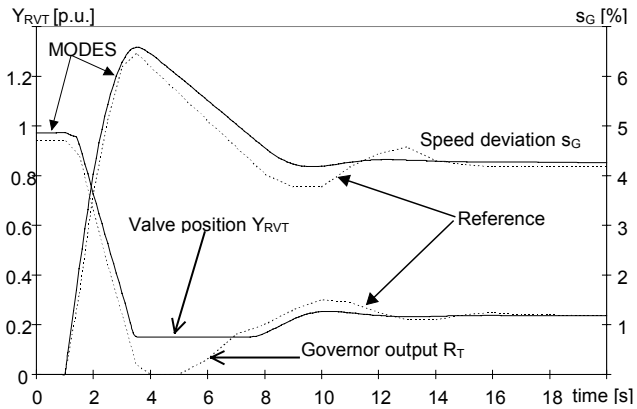


Fig. 12 Comparison of simulation with reference

Governor output is drawn for reference instead of valve position in the MODES. Maximal speed deviation depends on closing speed of control valves and switching from power control to speed control as well. Decrease of speed depends of braking power. This power should be about 7% to decrease speed deviation from maximal to steady -state value during 6 sec. The steady-state speed deviation depends on governor speed drop b_P .

Oscillation may be caused by governor setting. Linear analysis gives relation for oscillation frequency:

$$f = \sqrt{\left[\frac{400A_T}{T_M b_P} - 1\right]} / \left(4\pi T_{CD}\right) \qquad (1)$$

This frequency is 0.1Hz for our case. The value in squared braces must be positive for stable time course.

III. ISLAND OPERATION OF HEAT STATION WITH GT

Above mentioned GT model was used for transient stability analysis in the Kyjov heat station. Two GT units with nominal power 8.7 MW each and one steam turbine 7.4 MW are installed there. Gas and steam turbines operate in combined cycle. The heat station should have the functions:

1. supplying of electricity (about 7MW with voltage 22kV) and heat to near factory
2. delivering of the rest power to the distribution 22 kV network
3. disconnecting from network when the frequency exceeds the range 47 – 52 Hz and island operation with the near factory.

The heat station serves in the first and second function successfully, but GT outages have occurred during the third function with negative operation and economical effects. Reasons of these outages were not clear and they lead to the reclamation of electric part due to lack of fault records.

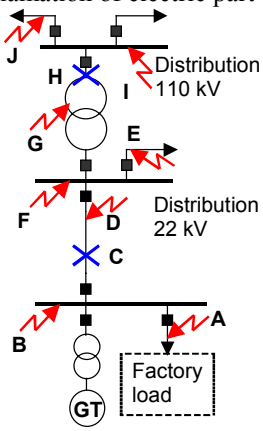


Fig. 13 One line scheme of possible network faults

Electromechanical transient phenomena during network faults (depicted **A**-**J** in the simplified one line scheme heat station on the Fig. 13.) were analyzed by the MODES simulator to clarify reason of unsuccessful island operation and to prepare technical solutions.

There are some results:

1. The requirement for change over into island operation is „static“ and neglects reason if initiating event. The events **C** (switching off the line) corresponds the „static“ requirement. The event **H** is more difficult, so that a load in the distribution 22 kV network courses rapid frequency decreasing. The short circuits are much more difficult, because of the GT are rejected during short circuit and asynchronous motors are braked due to voltage decreasing. The most difficult are long term short circuits with loss of feeding from 110 kV network (events **F** and **I** and sometimes **J**).
2. The fast under-frequency load shedding in distribution network is a necessary condition for successful change over into island operation after transformer 110/22kV switching off (Events **F**,**G**,**H**,**I**). The main task of GT in these cases is not to supply the distribution network, but factory load only.
3. The change over island operation is undesirable for events **E** and **J**, when it is possible selective clear these faults by distribution network protections. The detection of an island regime condition should be set-up carefully. The network frequency is crucial.
4. The factory supply is not possible when events **A** and **B** occur. These fault is necessary to solve on the factory side (e.g. by automatic bus transfer).
5. Increased attention should be paid to the co-ordination of protection and control between heat station and distribution network. Fast and selective fault clearing is necessary on the network side. The GT protections should be set-up properly, so that they do not detect large frequency deviations during change over island operation.

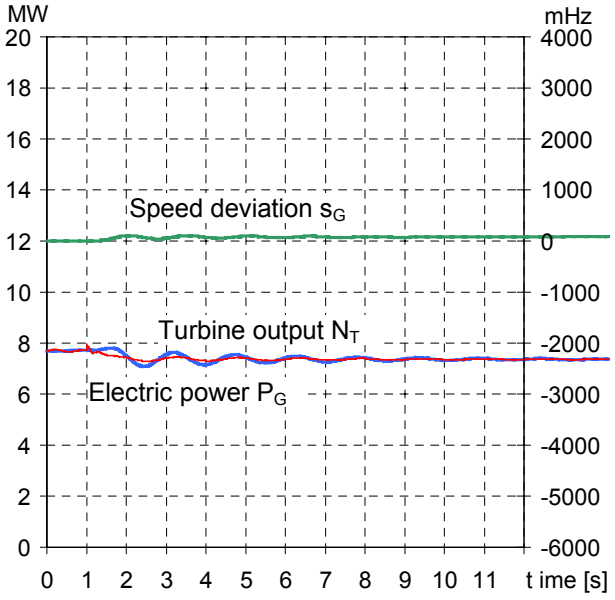


Fig. 14 „Static“ change over island after 22 kV line outage

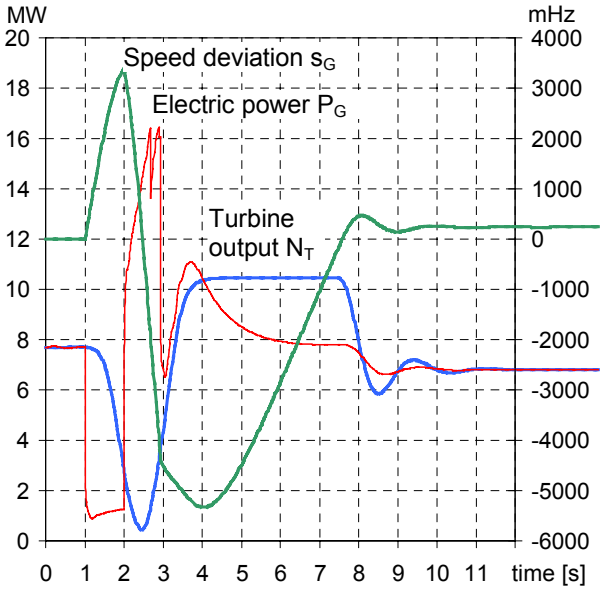


Fig. 15 „Dynamic“ change over island after 1s short circuit

Difference between „static“ change over into island (event **C**) and change over into island after short circuit (event **F** with clearing time 1s) and switching off the transformer 110/22kV is seen from Fig. 14 and Fig. 9.

The events **F** with short circuit is much more difficult.. There is a load rejection during short circuit and speed governor closes the valves due to fast speed increasing. After short circuit clearing the GT speed falls down due to power deficiency in the island and the under-frequency load shedding operates at 3s. Then the power balance is recovered and GT accelerates. The power peak at 3.5s is caused by asynchronous motor acceleration after short circuit.

VI. CONCLUSIONS

The contribution recapitulates same results of island operation analysis of heat station with GT. The network simulator MODES with implemented gas turbine model was used for that analysis. The analysis shows that GT technology capabilities are crucial for successful island operation disregarding electrical reasons of island origin. There is necessary to ensure correct detection of island conditions in electric part.

The following steps are necessary for successful supply of factory in island operation:

- fast switching off heat station from the network when the network faults are not cleared by a network protection
- the GT power should be greater then factory load
- the fast speed control (change the power control to the speed control if necessary)
- mutual co-ordination of protection in network, heat station and factory.

The network analysis carried out at the early stage of plant design makes possible to understand correctly the project and discover its weak points. It makes possible to evaluate crucial parameters and requirements for technology and to require them from technology producers.

V. APPENDIX NUMERICAL METHOD USED IN THE MODES

Power system model consists of four main parts (with some simplification): network, generator, prime mover and excitation systems. The passive network (with neglected electromagnetic phenomena) is possible describe by network admittance matrix $\underline{\boldsymbol{Y}}$:

$$\underline{\boldsymbol{I}}_{INJ}=\underline{\boldsymbol{Y}}\,\underline{\boldsymbol{U}} \qquad (1)$$

where $\underline{\boldsymbol{I}}_{INJ}$ and $\underline{\boldsymbol{U}}$ are injected currents and nodal voltages vectors. Park equations of synchronous generator in the form published in [17] or [18] and swing equations are:

$$T_{d0}'*E_q'^{\circ} = E_f - E_q' + (X_d-X_d')*I_d \qquad (2)$$

$$T_{q0}'*E_d'^{\circ} = - E_d' - (X_q-X_q')*I_q \qquad (3)$$

$$T_{d0}''*E_q''^{\circ} = E_q' - E_q'' + (X_d'-X_d'')*I_d \qquad (4)$$

$$T_{q0}''*E_d''^{\circ} = E_d' - E_d'' - (X_q'-X_q'')*I_q \qquad (5)$$

$$T_M* s_G^{\circ} = P_T - P_G \qquad \delta^{\circ} = \Omega_0\, s_G \qquad (6)$$

$^{\circ}$ is time derivation, E_{qd}' and E_{qd}'' are qd axis components of the transient and subtransient internal emf proportional to flux linkages, I_{qd} are qd axis components of the stator current, P_T and P_G prime mover and generator power, s_G is per unit speed. We suppose $X_q''= X_d''$. Meaning of another symbols you can find in [18].

Used numerical method is based on simultaneous solution of the network algebraic equations (1) and rotor circuits equations (4) and (5). These two equations are chosen, because the time constant T_{d0}'' and T_{q0}'' are very small compared with another time constants and corresponding variables E_q'' and E_d'' are changing very fast due to network faults in contrast to another state variables E_q', E_d', s_G and δ .

The synchronous generator can be modeled as a source of emf $\underline{E}''$ behind subtransient reactance X_d''. When we substitute dq components of currents by the network voltages we obtain:

$$T_d''*E_q''^{\circ}+ E_q'' = (1-\sigma_d)\, U_q +\sigma_d\, E_q' \qquad \sigma_d = X_d''/X_d' \qquad (7)$$

Equation for d axis is analogical due to symmetry. We can find solution taking into account a linear change of the variables on the right side during the integration step Δt:

$$E_q''=H_q+k_d\, U_q+\sigma_d\varsigma_d\, \Delta E_q' \qquad k_d=(1-\sigma_d)\,\varsigma_d \qquad (8)$$

$$\varsigma_d=1-(1-e^{-\Delta\tau d})/\Delta\tau_d \qquad \Delta\tau_d=\Delta t/T_d'' \quad T_d''=\sigma_d*T_{d0}'' \qquad (9)$$

The first term in (8) is so called historical term containing old values of voltage and emf in the beginning of integration step. The second term is created by a new voltage value in the end of integration step. The third depends of change of emf E_q' during integration step. This value is not known, but it may be well predicted due to its slow changing.

After transformation from dq reference to the network reference frame (synchronously rotating system) we obtain:

$$\underline{E}''=\underline{U}(k_d+k_d)/2+\underline{U}^*(k_d-k_d)/2+\underline{H}+\underline{\Delta}' \quad \underline{E}''=(E_q''+jE_d'')e^{j\delta} \qquad (10)$$

If we involve complex conjugate voltage $\underline{U}^*$ and prediction term $\underline{\Delta}'$ (it contains prediction of slowly changing emf E_q' and E_d') into one history term $\underline{H}$ (then the $\underline{U}^*$ must predicted as well), we can write final solution:

$$\underline{E}''=\underline{U}\, k_t +\underline{H} \qquad k_t=(k_d+ k_d)/2 \qquad (11)$$

k_t coefficient is a function of integration step Δt.

We can calculate injected current for generator nodes as:

$$\underline{I}_{INJ}=(\underline{E}'' - \underline{U})\, \underline{Y}_G=\underline{H}\, \underline{Y}_G -\underline{U}\, \underline{Y}_{Gt} \qquad \underline{Y}_{Gt}=(1-k_t)\underline{Y}_G \qquad (12)$$

$\underline{Y}_G$ is generator admitance seen from the network side. After substitution of (12) into (1) we obtain final solution:

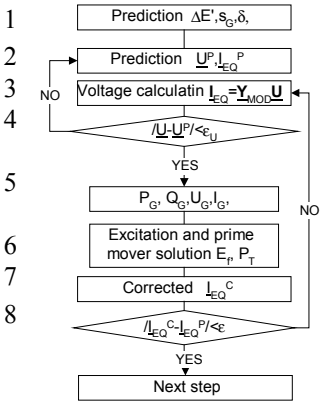
$$\underline{\boldsymbol{I}}_{EQ}=\underline{\boldsymbol{Y}}_{MOD}\,\underline{\boldsymbol{U}} \qquad \underline{\boldsymbol{Y}}_{MOD}=\underline{\boldsymbol{Y}}+\boldsymbol{1}\,\underline{\boldsymbol{Y}}_{Gt} \qquad (13)$$

where injected currents $\underline{I}_{INJ}$ are replaced by Norton injection current $\underline{\boldsymbol{I}}_{EQ}=\underline{H}\, \underline{Y}_G$ and $\underline{\boldsymbol{Y}}_{MOD}$ is network admittance matrix with added term $\underline{Y}_{Gt}$ to the diagonal elements for the generator nodes. The system (13) can be solved by using LU factorization method. This method is very efficient, because the matrix is recalculated only when a commutation occurs in the network or when the integration step must be changed to keep the calculation accuracy.

The equations (2,3) and as well as transfer functions Y/X=1/(1+pT) used in prime mover and excitation models can be solved taking into account a linear change of the input variables from x_t to x_{t+1} during the integration step Δt:

$$y_{t+1}= y_t\, e^{-\Delta t/T}+(x_t+x_{t+1})(1-e^{-\Delta t/T})/2 \qquad (14)$$

The integration algorithm can be depicted as follows:



Upper loop between blocks 4 and 2 is checked only if there are some special load models (depending on voltage). Iteration process is checked by difference between prediction and corrected values of Norton injection current.

VII. REFERENCES

[1] K.Máslo and J.Feist, "Power system dynamics behavior, modeling and simulation of the primary control test," in Proc. of the 2nd Int. Workshop on El. Power System Control Centers, Alghero, Italy.,1993

[2] „Long Term Dynamics Phase II“, CIGRE TF 38-02-08 Final Report, Jan. 1995

[3] K.Máslo, S.Vnoucek, J.Fantík, "Unit black start and power system restoration ," presented at the International Symposium MEPS'96, Wroclaw, Poland, 1996

[4] K.Máslo and J.Fantík: Dynamic analysis of the power system; in Proc. of the 2nd Int. Conf. ECPS'96, Bratislava, Slovak Rep., pp.230-234

[5] K.Máslo and J.Fantík, "Electromechanical and electromagnetic phenomena during power system restoration," in Proc. of the IXth Int. Scientific Conf. EE '98, St.Lesná, Slovak Rep.,1996, pp.185-188.

[6] K.Máslo, I.Petruzela, J.Piroutek, "Nuclear power plant in island operation, " presented at the UPEC 1997, Manchester, England

[7] K.Máslo and J.Andel,: "Dynamic simulation of Nuclear Power Plant Auxiliaries," presented at the APSCOM '97, Honkong, China

[8] K.Máslo, "The general purpose network simulator MODES," in Proc. of the 4h. Int. Workshop on El. Power System Control Centers, Rethymno, Greece,1997

[9] K.Máslo and P.Neuman: "Power System and Power Plant Dynamic Simulation," in Proc. of the 15th IFAC World Congress, Beijing, China, 1999

[10] K.Máslo and S.Vnoucek: "Short Circuit Calculation Analysis," presented at the IEEE Power Tech'2001, Porto, Portugal, 2001

[11] K.Máslo and S.Vnoucek, "Modelling of Steam Unit Outages," in Proc. of the 6th Int. Conference on PMAPS, Funchal, Portugal, 2000

[12] IEEE Working Group Report, "Dynamic Models for Fossil Fuelled Steam Units in Power System Studies," *IEEE Transaction on Power systems*, vol. 6, pp. 753 -761, May 1991

[13] F.P.Mello, "Boiler Models for System Dynamic Performance Studies," *IEEE Transaction on Power systems*, vol. 6, January 1991

[14] IEEE Working Group Report, "Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies," *IEEE Transaction on Power systems*, vol. 7.; January 1992

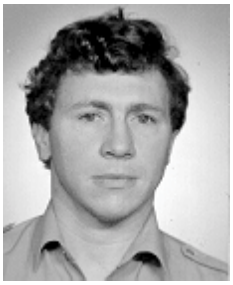
[15] M.Ferenc, "Uproszczony model matematyczny dynamiki srednoobrotowego silnika," *Silniky spalinowe* No4; 1989

[16] A.Borghetti, G.Migliavacca, C.A.Nucci, S.Spelta, "Black-start simulation of a repowered thermoelectric unit,", presentation on IFAC conference, Brussels, Belgium, 2000

[17] J.Arrillaga at all,. *Computer Modelling of Electrical Power System*,; John Willey & Sons; 1983

[18] J.Machowsaki, J,W.Bialek, J.R. Rumby*, Power system Dynamics and Stability*; John Wiley & Sons,1997,p. 346

VIII. BIOGRAPHIES



Karel Maslo was born in Jihlava, Czech Republic, on July 1956. He received his E.E. diploma from Czech Technical University, Prague, in 1980 in electrical engineering. In 1985, he received his Ph.D. on stability of synchronous machine. As a university teacher and research worker he dealt with power plant and power system protection and reliability, electromagnetic and electromechanical transients and dynamic simulation. He is involved in primary and load frequency control cooperation in frame of the Study for the Connection of the Czechoslovak Network to the UCPTE.. In 1992, he joined Czech main power producer company – CEZ, where was responsible for the creation of dynamic models and dynamic calculation From 1999 he worked for Czech TSO – CEPS. He is author of the network simulator MODES and deals with problems of Czech Grid Code, system and ancillary services as well. He takes part in several CIGRE and UNIPEDE working groups.

Distance Protection Model for Network Simulators

Karel Máslo

***Abstract* — This paper deals with basic description of distance protection operation focused on the creation of the mathematical model suitable for using in so called network simulators. These simulators serve for analysis of the electric power systems dynamic behavior during such disturbances like short circuits, a line and unit outages in the network.**

***Index Terms* — Distance protections, Network simulator.**

I. Introduction

POWER system security operation is an important subject especially in the last decade, when a high number of serious disturbances occurred in the Europe. There are several examples of these disturbances: the September 2001 Balkan area [1], the September 2003 - southern Sweden [2], Italy ([3] and [4]), the November 2006 – the UCTE ([5] and [6]).

Detailed analysis (from a technical and physical point of view) of such disturbances is necessary for a better understanding of the power systems dynamic behavior and it is base for:

- preparation of dispatchers training,
- updating of operating instructions and defence plans,
- checking protection set up,
- design of methods for power system control,
- education of engineers for planning and control of power system.

Analysis of the above mentioned disturbances indicates that distance protections play an important role and their operation should be taken into account in investigations of the transient phenomena.

The so called network simulators are tools for analysis of disturbed systems and determine the time courses of transient phenomena. Improvement of their capability to reproduce real power system behavior in credible ways requires the creating and implementing of suitable models – mathematical descriptions of particular elements of the power system. Whereas models for generators, excitation and prime mover systems are routine parts of network simulators, models of distance protection are not commonly used.

This paper describes foundations for distance protection model creation. Of course this model is simplified and it does not cover all details like manufactory models or specialized software like the CAPE ([7]).

K. Máslo is with ČEPS, a.s, Transmission System Security Dpt., Prague, the Czech Republic (e-mail: maslo@ceps.cz).

II. Fundaments of Distance Protection

The main purpose of the distance protection is to protect mainly overhead lines and cables against failures like short circuits. Distance relay measures so called apparent impedance (determined from current and voltages) for fault detection.

The operation of a distance relay is well presented from impedance diagram - complex plane with R – X coordinates for real and imaginary axis. The following figure shows the basic principle of the distance element (relay) operation in a single case of radial line:

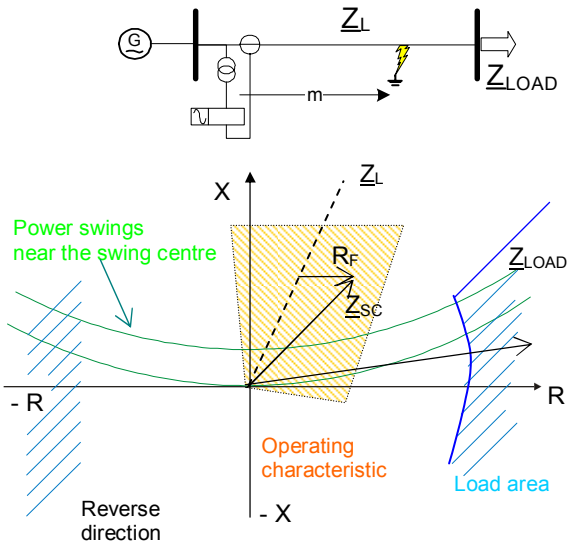


Fig. 1. Impedance diagram for single radial line operation

During normal operation measured impedance is somewhere in the load area. When a short circuit occurs on the protected line, measured impedance skips to the value $\underline{Z}_{SC}$ corresponding to the impedance $m\underline{Z}_L$ modified by an arc resistance R_F. If the measured apparent impedance passes into operating the characteristic and stays inside for a predefined time setting, the relay gives the trip command to the circuit breaker to switch the line off. Separated distance elements are used for symmetrical (three phase short circuits) and unsymmetrical faults (e.g. phase to ground short circuit). The distance protection has several (usually three) zones (steps) with independent characteristics and timers. for back-up protection of adjacent lines.

The case of power system swings is explained in the following subsection.

A. Theoretical background of swings

A single two machines model (see the Fig. 2) is used for the explanation of swing trajectories in complex plane.

Both sources of electromotive voltage E and E_S (we consider constant voltage amplitude for simplicity) are connected through an equivalent reactance X_E. δ is mutual angle between particular phasors. Apparent impedance Z measured in relative distance *m* from source E_S is given by:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} = X_E \left\{ \left[\frac{j}{1 - a * e^{j\delta}} \right] - jm \right\}; a = \frac{E}{E_S} \qquad (1)$$

Underlined symbols are complex values – phasors, j is an imaginary unit. The expression in square brackets corresponds for $\delta \in (0, 2\pi)$ to a circle in complex plain. Circle degenerates for a=1 into straight line coming through point [0, 0.5].

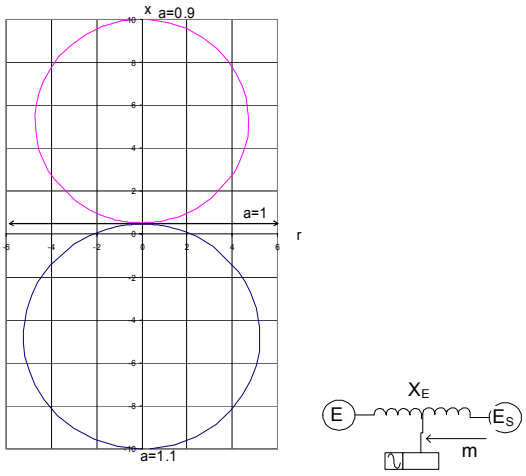


Fig. 2. Trajectories of apparent impedances during swings

If the apparent impedances are measured in the middle of equivalent reactance X_E (for m=0.5), then trajectory passes centre of coordinated system and therefore it crosses into some zone of distance protection. This point is called a swing centre. If reactance X_E changes due to topology variation (e.g. caused by line outages) this swing centre moves accordingly.

III. Distance Protection Modeling Aspects

Model of distance protection consist of these components:

A. starting element for fault detection and classification,
B. phase to phase distance elements for symmetrical faults,
C. phase to ground distance elements for ground faults,
D. power swings blocking elements,
E. signaling channels from opposite side of the line,
F. automatic re-closure system.

We will deal only with the first four components.

A. Starting element

We limit the function of the staring element on fault classification only. The simple criterion to distinguish between phase to phase and phase to ground faults can be evaluated by:

$$3I_0 > 0.2In \qquad (2)$$

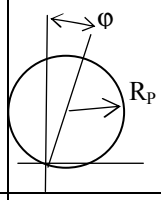
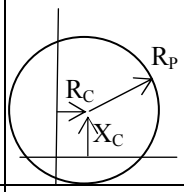
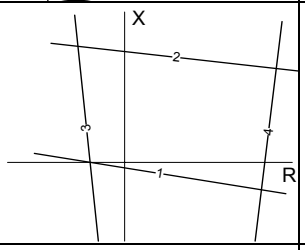
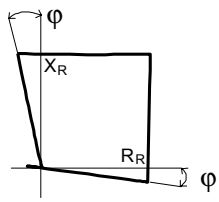
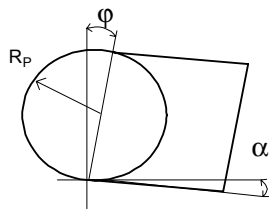
where I_0 is zero sequence current measured by protection and In is nominal current of the protection.

Phase-ground elements are activated if the condition (2) is fulfilled, otherwise phase-phase distance elements actuate.

B. Distance elements

Typical characteristics of distance elements are in TABLE I.

TABLE I
Overview of Used Distance Elements Characteristic

	Operating characteristic	Mathematical description
Circle		$\left\|(R+jX)\right\| < \left\|R_P\right\|$
MHO		$\left\|(R+jX) - R_P e^{jANG}\right\| < \left\|R_P\right\|$
MHO - offset		$\left\|(R+jX) - (R_C + jX_C)\right\| < R_P$
Universal Polygon		1. X>a1∗R+ 2. X<a2∗R+b2 3. R>a3∗X+b3 4. R<a4∗X+b4
Quadrila-teral		$X < X_R$ $R < R_R$ $X > -R * tg(\varphi)$ $R > -X * tg(\varphi)$
Composite MHO & Quadrila-teral		

Measured impedance $\underline{Z}$ is calculated for phase to phase (e.g. for loop consisting of phase A and B) and phase to ground (e.g. for phase A) elements:

$$\underline{Z}_{ph-ph} = \frac{\underline{U}_A - \underline{U}_B}{\underline{I}_A - \underline{I}_B} \qquad \underline{Z}_{ph-gr} = \frac{\underline{U}_A}{\underline{I}_A + \underline{k}_E 3\underline{I}_0} \qquad (3)$$

Where $\underline{U}_{A,B,C}$ and $\underline{I}_{A,B,C}$ are phase voltages and currents phasors, $\underline{I}_0$ is zero sequence current phasors ($3\underline{I}_0$ is short circuit earth current) and $\underline{k}_E$ is a compensation factor calculated from positive and zero sequence line parameters by formula (see e.g. [8]):

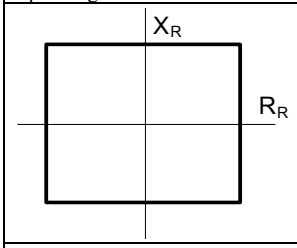
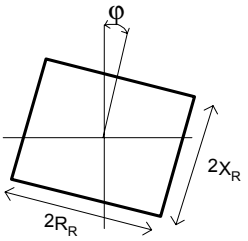
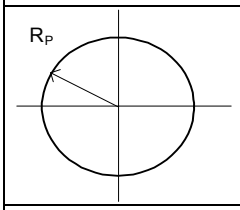
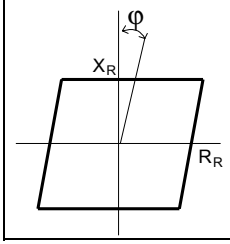
$$\underline{k}_E = (\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1)/3\underline{Z}_1 \qquad (4)$$

C. *Power swing blocking*

Distance protections are equipped with power swing blocking to prevent the switching of protected lines in case of the stable swings. Blocking is carried out by the measuring of elapsed time, between the passing of apparent impedance vector through outer and inner zone of blocking elements. If elapsed time is greater then defined value (usually 40 -50 ms) distance elements are blocked (inhibited). Blocking may affect either phase to phase elements or both phase to phase and phase to ground elements. Sometimes the smallest zone (the 1st stage) is not blocked.

Typical characteristics of distance elements are in the following table.

TABLE II
POWER SWING BLOCKING ELEMENTS CHARACTERISTICS

Operating characteristic	Mathematical description
	Inside rectangular $\|X\| < X_R, \|R\| < R_{IR}$ Outside rectangular $\|X\| < 1.25X_R, \|R\| < 1.25R_{IR}$
	
	Inside circle $\|(R+jX)\| < \|R_P\|$ Outside circle $\|(R+jX)\| < 1.2 * R_P$
	$\|X\| < X_R$ $R < R_R + X * tg(\varphi)$ $R > -R_R + X * tg(\varphi)$

IV. IMPLEMNTATION OF THE MODEL

The above described principles were used for creating so called universal distance protection model in the MODES network simulator (see e.g. [9]-[11]). This model consists of:

- up to five distance elements (including reverse zones) for both symmetrical and ground faults with quadrilateral characteristic
- power swings blocking element with rectangular characteristic.

Parameters for these elements are determined from rated current, reactive reach values, zone timers settings and protected lines resistance and reactance (positive and zero sequence values). The model was verified by comparing of simulation results with the real measuring.

V. STUDY CASE

This chapter describes the dynamic behavior of the power system during disturbance (short circuit in the 400 kV substation) in the Czech transmission system from distance protection operation point of view (more detailed analysis is in [6]). Real and simulated development of the disturbance is compared as well. Fig. 3. illustrates the network situation.

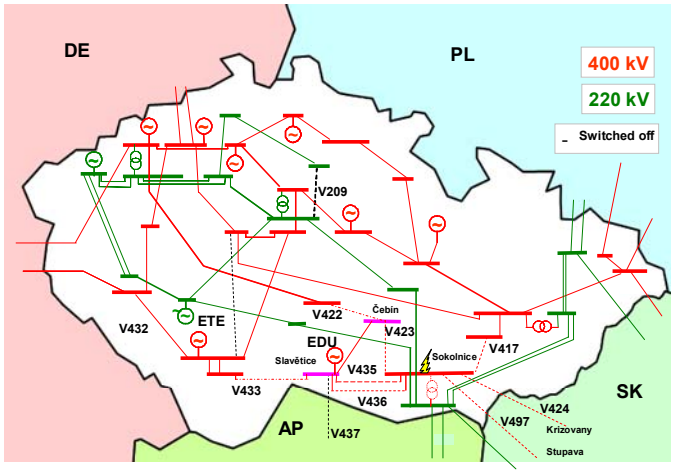


Fig. 3. On line scheme of transmission system on 3rd August 2006 in 14:51

Double line to ground short circuit (it changed into three phase after 200 ms) occurred on the substation Sokolnice busbars during an ongoing long term reconstruction (it was not possible to operate the busbar protection). Since it was busbar short circuit, it was cleared by the second stages of distance protections in longer times (line short circuit is usually cleared by the first stage of protection before 100 ms). All lines and transformer 400/220 kV were switched off (depicted by dashed red lines). TABLE III compares real and simulated disturbance development.

TABLE III
DISTANCE PROTECTIONS OPERATION (SHORT CIRCUIT OCCURES AT T=0)

Time of event [ms]		Switching off the line
Reality	Simulation	
480	660	V417
480	590	V435, V436 (double line)
520	660	V424
550	810	V497
580	440	V423
610	570	V433
610	620	V422

Nevertheless the very complex disturbances (unsymmetrical long term short circuit changing into three phases one, island operation of part of the transmission system with large power plant) the results of simulation) the dynamic model with implemented distance protection gives credible time courses.

The following figure depicts calculated time courses of apparent impedances of the lines from the Sokolnice substation measured in the opposite substations (where the lines were switched off by the 2nd zones of distance protections).

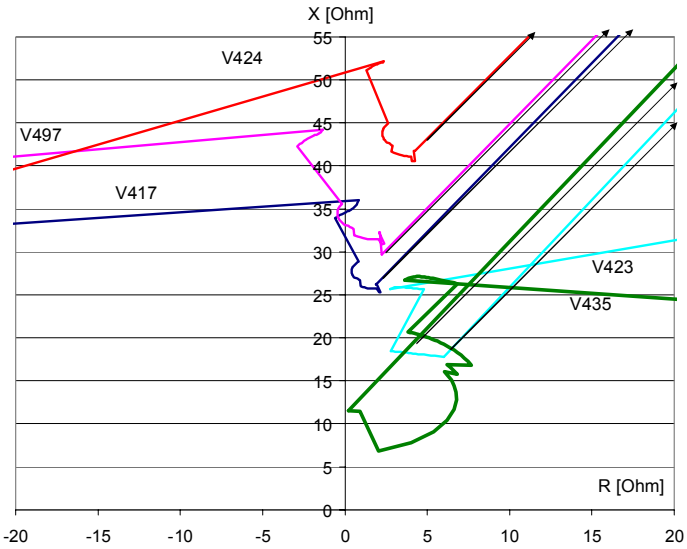


Fig. 4. Trajectory of apparent impedance in the complex R,X plane

The arrows directed at upper right corner mark switching of the lines (apparent impedances Z→infinity).

The following figure depicts calculated time courses of apparent impedances of the lines from the Slavětice substation measured in this substation (where the lines were switched off by the 1st zones of distance protections).

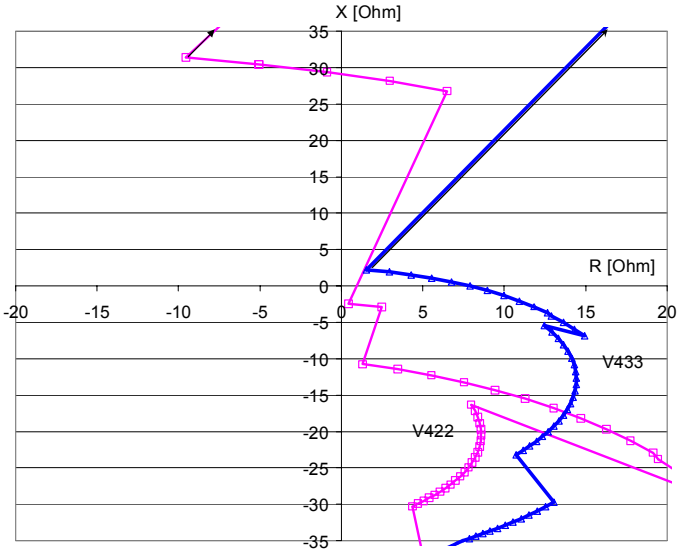
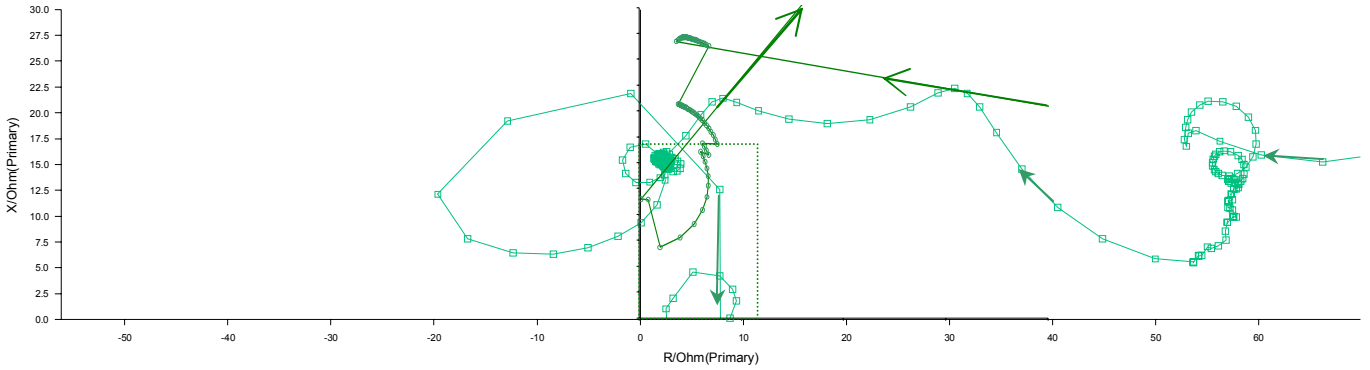
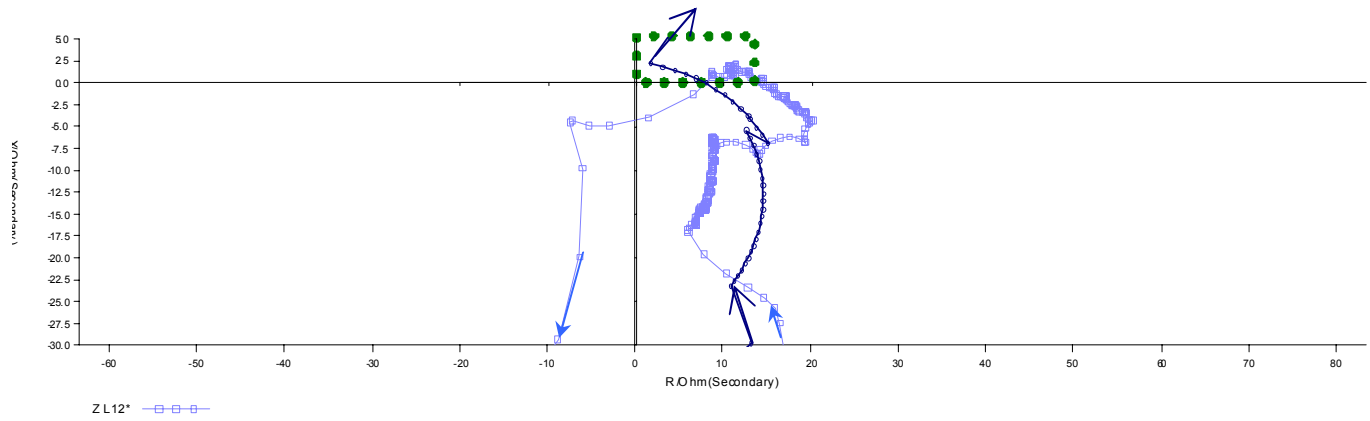


Fig. 6.Simulated trajectory of apparent impedance in the complex R,X plane

The following figures compare measured (marked by square) and simulated (marked by circles) time courses of Z.



V435



V433

Fig. 5.Comparing of measured and simulated Z time course

In case of the V435 line the distance protection evaluates the fault in his second zone (displayed by thin doted rectangular) and commands the switching off the line with some time delay. Samplings are 1ms for measuring and 10 ms for simulation.

In case of the V433 line the trajectories pass the first zone (displayed by thick doted rectangular). The protection commands the switching off the line immediately (there same time delay due to circuit breaker operation).

The switchings off the lines V422 and V433 were caused by power swings – the protection is located near the swing centre (explanation of this term is in the chapter II. A.).

At that case protection does not protect the line against short circuit, but it guards system against loss of synchronism. Timely evaluation of asynchronous operation prevents spreading of the disturbance.

The part of transmission system endangered by a loss of synchronism (asynchronous operation) is isolated from the rest of the system and passes into so called island operation.

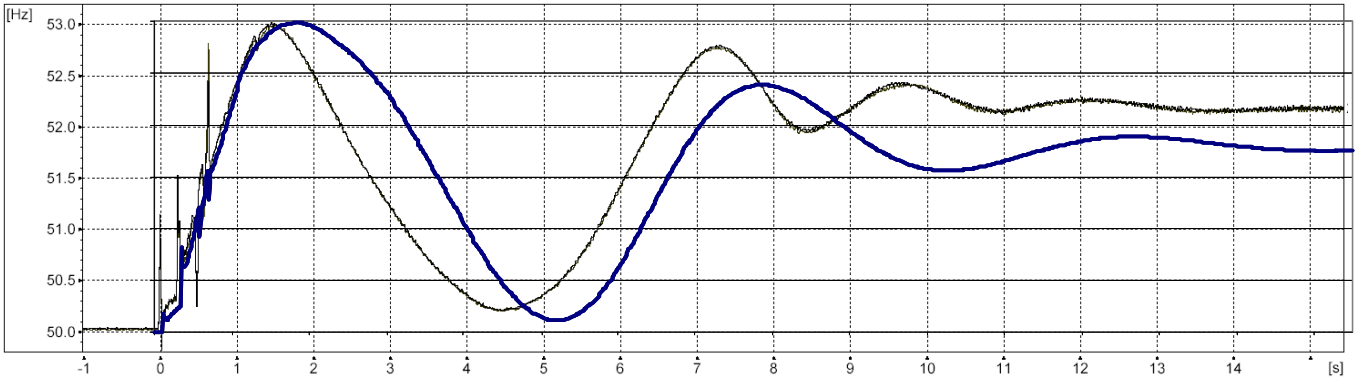


Fig. 7. Measured and calculated frequency during passing into island

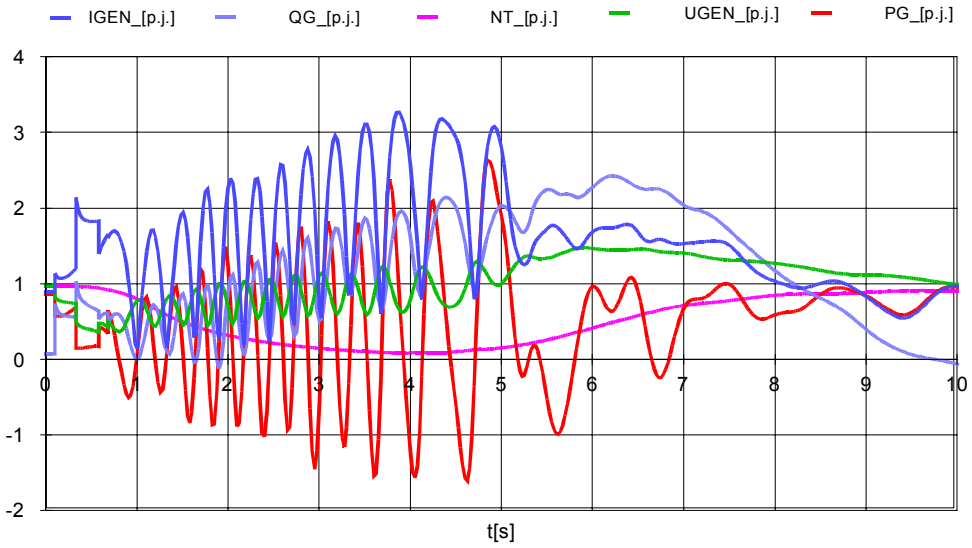


Fig. 8.
Simulation of hypothetical loss of stability

IGEN.....generator current in per unit
UGEN .....generator terminal voltage
PG, QG ....active and reactive generator power
NT.....turbine mechanical output

Fig. 7 shows the frequency time courses for the first ten seconds after passing into island. The transient is stable (without frequency collapse) because turbines are able to decrease output quickly (load rejection). The island can be than resynchronized quickly to the rest of the system after decreasing of frequency. Black time course is measured and blue one is simulated and they are in good agreement.

This capability of used dynamic model is important especially in using in dispatcher training simulators, which require realistic response of the model in disturbed or abnormal system states.

Network simulator makes possible to answer questions „What happen, if ....? “.Stability of near power station would be threatened without switching off of the affected lines.

It is seen from the Fig. 8, several pole slips occur before the generator is resynchronized. This spontaneous resynchronization is enabled due to quick turbine power NT response carried out by fast valving. The unit will be probably switched off by slip pole (out of step) protection in reality.

VI. Conclusions

Distance protections play an important role in power system security operation. The fundamental principle of distance protections are described in this paper. Basic mathematical relations necessary for distance protection modeling are presented as well.

The described concepts were implemented in the MODES network simulator. The model is verified by comparing measured time courses of real disturbances (three phase short circuit with splitting of the system) with simulation.

The validation of the model is important especially for dispatcher training simulators, which require realistic response even for disturbed and abnormal system states. The case study approves ability of the model to simulate the power system response with sufficient accuracy.

Of course created universal distance protection model is a starting point for subsequent improvements.

VII. References

[1] J. Zakonšek, B. Pavlov, P.Paunescu, F. Lazar: „*Pole slip protection in interconnected network*“, presented at the Power System Protection Conference, Bled Slovenia, 2004

[2] S. Larsson, E. Ek: “*The black-out in southern Sweden and eastern Denmark, September 23, 2003*” in IEEE General Meeting of Power Engineering Society , Manchester England, 2004

[3] Final report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE Ad-hoc Investigation Committee, http://www.ucte.org/pdf/News/20040427_UCTE_IC_Final_report.pdf

[4] S. Bruno, M. De Benedictis, M. La Scala, A. Bose: “*Emergency Control Assessment for Mitigating the Effects of Cascading outages*”, CIGRE Session, Paris 2006

[5] System disturbance on 4 November 2006, Final report of UCTE, http://www.ucte.org/pdf/Publications/2007/Final-Report-20070130.pdf

[6] K. Máslo : “*Power system disturbances - technical point of view*”, in Proc. of the 7th int. conf. Electric Power Engineering, Dlouhé Stráně Czech Republic, 2007, http://www.modesinfo.com/documents/EPE2007SystemDisturbances.pdf

[7] D.M. MacGregor: “*Automatic Relay Setting*”, prepared for CIGRE Colloquium, Sibiu Romania, 2001

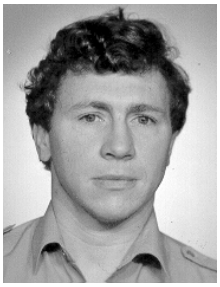
[8] G. Ziegler, *Numeric Distance Protection*, Publics Corporate Publishing, Erlangen, 2006 (ISBN 3-8957-266-1)

[9] Long Term Dynamics Phase II – Final report, CIGRE Technical brochure No. 102, Paris 1995, pp. 65-67

[10] K. Máslo: „*The general purpose network simulator MODES*," in Proc. of the 4h. Int. Workshop on EPSCC, Rethymno, Greece,1997

[11] K. Máslo, P. Neuman: "*Power System and Power Plant Dynamic Simulation*", in Proc. of the 15th IFAC World Congress, Beijing, China, 1999

VIII. Biographies



Karel Máslo (M’08) received the Dipl. Ing. degree from the Czech Technical University, Prague, in 1980 in electrical engineering. In 1985, he received his Ph.D. degree on stability of synchronous machine. As a university teacher and research worker he dealt with power plant and power system protection and reliability, electromagnetic and electromechanical transients and dynamic simulation. He cooperated in issues of primary and load frequency control in the frame of the Study for the Connection of the Czechoslovak Network to the UCPTE. He joined the power producing company – ČEZ in 1992, where was responsible for the creation of dynamic models and calculations of dynamic stability. From 1999 he worked for the Czech TSO – CEPS. He is author of the MODES network simulator and deals with problems of transmission system operational security. He took part in several CIGRE, UNIPEDE and regional TSO’s working groups. He participates in the EWIS project (European Wind Integration Study) now.

Electric Power Systems Research 114 (2014) 10–20

Contents lists available at ScienceDirect

Electric Power Systems Research

journal homepage: www.elsevier.com/locate/epsr

Load–frequency control management in island operation

Karel Máslo [a,*], Michal Kolcun [b]

[a] ČEPS, a. s., Elektrárenská 774/2, 101 52 Prague, Czech Republic
[b] Faculty of Electrical Engineering and Informatics, Technical University of Košice, Mäsiarska 74, 041 20 Košice, Slovakia

ARTICLE INFO

Article history:
Received 1 July 2013
Received in revised form 12 March 2014
Accepted 30 March 2014
Available online 19 April 2014

Keywords:
Island operation
Load frequency control (LFC)
Primary frequency control
Speed control
Load control

ABSTRACT

This paper analyzes particular cases of active power and frequency control strategies in island operation when a part of the system is electrically separated from the main interconnected system. This operation condition occurs rarely on a transmission system level; however, the control systems on all levels should be adjusted accordingly and transmission system operators should have a plan prepared to manage such an extraordinary situation. A number of possibilities for the cooperation of turbine control modes and supervisory control of frequency and active power are investigated and evaluated in the paper. A new mode for LFC suitable for island operation is proposed and tested as well. All of the examined possibilities are simulated by a dynamic power system model. The results prove correctness of the proposed solution for operating turbine control in a decentralised way in the island operation. Following the successful transition to island operation, the new LFC mode can be used for centralised automatic frequency control during the island resynchronisation phase.

© 2014 Elsevier B.V. All rights reserved.

1. Introduction

According to the prepared European network code [1] island operation is defined as an independent operation of the whole or a part of the network that is isolated after its disconnection from the interconnected system. The isolated part of the network has to contain at least one generator with a frequency and voltage control system. These non-standard power system operation conditions (usually emergency states – resynchronisation or restoration), contrary to normal operating conditions, require non-standard frequency control strategies.

Implementation of higher level control strategies in island operation is investigated in [2] but there is not detailed analysis of turbine control modes.

This paper analyzes various load–frequency control management modes in island operation and it compares various control possibilities for the steam turbine that is remotely controlled by LFC. It explains the difference between the centralised concept of classic LFC and the decentralised concept of conventional speed control. The new idea of combining these two concepts is presented and the feasibility and functionality of this idea is proved on case studies, using dynamic model.

Use of simulation tools (long-term stability programmes) for the study of power system dynamic behaviour in island operation is discussed in [3]; although this lacks details of cooperation between LFC and turbine control. Various turbine control modes in coordination with LFC are described in [4], but very simple generic thermal governor/turbine model (see [5]) is used without a boiler model.

The dynamic model that is presented in this paper is available for the off-line dynamic calculation of power system (as a network simulator) and also for the online simulation in the framework of a dispatcher training simulator.

The paper is organised as follows. Section 2 presents the system disturbance on 4th November 2006 and its impact on the Operation Handbook update (Policy 5: Emergency Operations). The dynamic behaviour of the Czech control area during the disturbance and a decentralised concept of the speed control in island operation are presented as well. Section 3 introduces an overview of power system frequency control. Special attention is paid to the steam turbine control implemented on power plants in the Czech Republic. The dynamic behaviour of various types of LFC and turbine control modes during island operation is demonstrated on four case studies in Section 4. Section 5 concludes our findings.

2. Experience from the disturbance on 4th November 2006

A large-scale island operation is a very rare event, but it may occur. The last such Europe-wide power system incident happened on 4th November 2006. The former UCTE grid split into three

* Corresponding author. Tel.: +420 211 044 430/548; fax: +420 211 044 430/548.
E-mail addresses: maslo@ceps.cz (K. Máslo), michal.kolcun@tuke.sk (M. Kolcun).

http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2014.03.030
0378-7796/© 2014 Elsevier B.V. All rights reserved.

separate areas after the tripping of several high-voltage lines due to a cascade effect. There were significant power imbalances in each area (West, North-east and South-east).

The final report [6] states that the resynchronisation process was completed in a fully decentralised manner within 40 min after the splitting (in some cases without knowing the exact conditions in the interconnected system). On the other hand, only this decentralised approach allowed achieving the reconnection in such a short time. However, this report also recommends that different load–frequency management modes should be analysed thoroughly and their application should be predefined. The UCTE should propose the principles and define the strategies for various modes of frequency control with a special attention paid to the pure frequency mode for LFC.

These proposals are implemented in the ENTSO-E regional group continental European Operation Handbook, Policy 5: Emergency Operations [7]. This Policy defines the role of a frequency leader who is in charge of frequency management coordination and who coordinates the activation of the generation reserve within the affected area, together with the transmission system operators (TSOs) in their area, in order to recover and maintain the frequency in this disturbed area of near to 50 Hz, with a maximum tolerance of ±200 mHz. The frequency leader should be chosen within each synchronous area after a severe disturbance with a frequency deviation higher than the permissible value of ±200 mHz or in the case of system split. A TSO with the highest *K*-factor[1] will be appointed as the frequency leader. According to the Policy 5 standard, the frequency leader's LFC is switched to a frequency control mode and the other load–frequency secondary controllers remain in a "frozen" control state (without any change of set point for controlled units). This means that the frequency leader's regulation units are remotely controlled by the LFC in frequency control mode.

On the other hand, the older UCTE operational handbook in Policy 1: Load–Frequency Control and Performance ([8] from 2004) recommended that under emergency conditions and if applicable the operating mode of (thermal) generating units should/may be changed from load control or pressure control to speed control. A very fast rate of change is enabled within the whole operating range, yet it is very uneconomical. This solution was implemented in both the Czech Republic and the Slovak Republic as one condition for connection of the CENTREL countries to the UCTE in 1995. Fig. 1 shows a copy of a recommended response of thermal units to frequency deviations prepared by a former electricity utility Bayernwerk AG in 1994. There are four examples (marked by numbers 1–4) of thermal unit operation within normal frequency range 49.8 – 50.2 Hz and outside this range in a so-called 'disturbed operation'.

Units are operated in the load control ($P_{Gen} = P_{Desired}$) or with activated primary frequency control ($P_{Gen} = P_{Desired} + k_{COR}\Delta f$) in the normal operation with a range $P_{Min} - P_{Max}$. In the disturbed operation the units are switched over to an emergency speed control (a speed droop $1/k_{Speed}$ is usually 5%[2]) with a range $P_{MinIsland} - P_{Max}$ and boiler output is increased to P_{Max}. Minimal power $P_{MinIsland}$ should be lower than P_{Min} for normal operation and it is near to the home consumption P_{Aux}. If the frequency exceeds 53 Hz or it falls under 47 Hz, the coal-fired units are disconnected from the grid and they feed only its auxiliary load.

The first line represents a unit operated at full power $P_{Max.}$ The second line represents a unit operated in the primary control with a speed droop $1/k_{COR}$ (usually 8% for a primary control reserve 5%). The third line represents an unloaded unit (dashed line is for primary control with a speed droop 5%). The fourth line represents a unit operated in a primary control with minimal power $P_{Min.}$

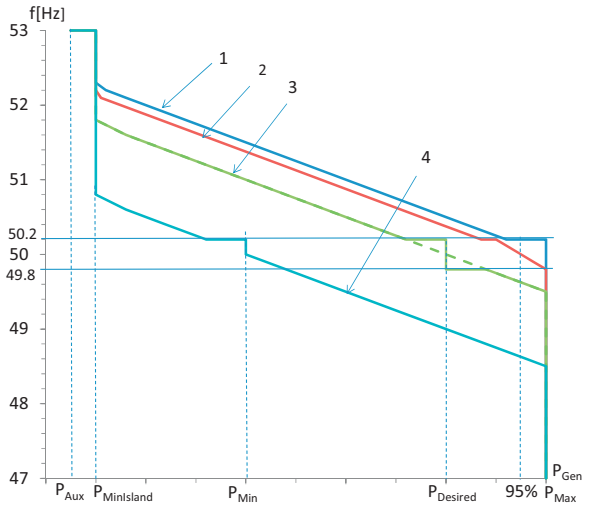


Fig. 1. Control of conventional thermal power plants – recommendation of BAG.

This solution proved its efficiency during a system-wide incident on 4th November 2006. The Czech Republic was part of the North-east island, where the active power surplus was more than 10,000 MW and instantaneous frequency reached nearly 51.4 Hz (see Fig. 2).

Due to the immediate power decrease in this island, the frequency was stabilised at 50.3 Hz within the first 30 s. The Czech Republic participated with a power decrease of 950 MW – the largest portion of power decrease in the island (not taking into account the switching off of the windmills in the eastern Germany and Austria). As a result of switch over from power to speed control, the *K*-factor of the Czech Republic control area increased more than four times from the normal value 730 MW/Hz (for primary frequency control) to approximately 3300 MW/Hz (in emergency speed control). This measure contributed significantly to power surplus regulation in the North-east island.

The concept of emergency speed control as a decentralised solution of the frequency management in island operation is an alternative to the centralised LFC control (switched to frequency control mode) and it should be taken into account in the next operational handbook revision.

Switching over from power to speed control is implemented in all conventional units (not only steam but also in hydro and gas turbines) connected into transmission system (more than 10 GW of installed power) and on the larger units connected into the distribution system in the Czech Republic. New installed renewable energy sources (RES – especially photovoltaic sources and wind turbines) shall comply with the prepared ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators. They shall be capable of decreasing generated power with a droop of 5% when the frequency exceeds 50.2 Hz threshold according to the red dashed line in Fig. 3. A reset plan is under preparation for older RES installation. This plan emulates continuous power decreasing by disconnection of RES groups in several steps; one suggestion is depicted in Fig. 3.

3. Power system frequency control overview

Power system control is hierarchical in nature and represents a very complex system. This complex system is usually divided

[1] *K*-factor in MW/Hz corresponds mainly to incremental generation power change during incremental frequency deviation.

[2] The speed control gain k_{Speed} may be different from the frequency correction gain k_{COR} in the load control; this gain determines the slope of the turbine static characteristic (dependence of the turbine output the frequency deviation).

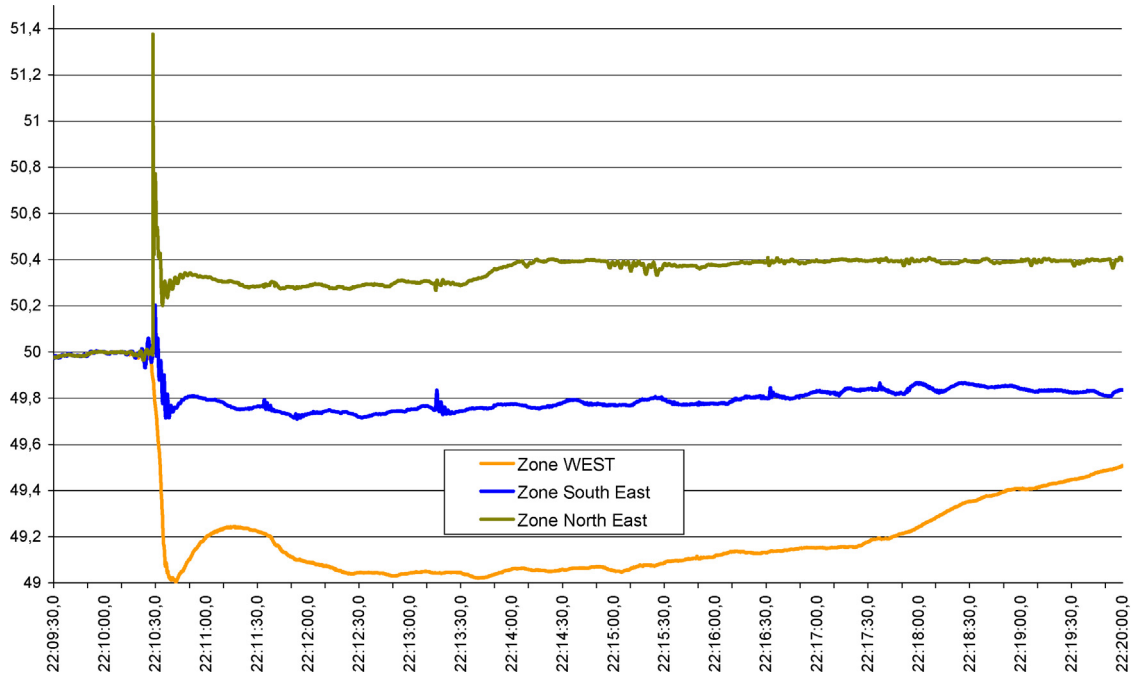


Fig. 2. Measured frequency during UCTE splitting on 4.11.2006 (according to [6]).

into three levels: primary, secondary and tertiary. Due to the fact that the tertiary level is focused mainly on optimisation aspects, attention will be paid to the primary and secondary levels only. Fig. 4 shows distinction between the primary (decentralised) and secondary (centralised) levels.

Primary frequency control is a decentralised function of the turbine control and is implemented by a frequency correction of the power reference value P_{Des}. The resulting static turbine characteristic (the dependence of generator output P_G on frequency deviation Δf) is shown below the block labelled 'P control' in Fig. 4. The turbine control structure in Fig. 4 shows a serial arrangement of a load controller and a speed governor. This structure was typical for older mechanical–hydraulic systems. New powerful units in the Czech Republic use digital electro-hydraulic systems with a parallel arrangement of load and speed control. Turbine control valves are directly governed by the power (load) controller.

The secondary level is a centralised function implemented by the load–frequency control (LFC). LFC maintains the power balance in each control area and the system frequency f to its set-point value (50 Hz in Europe). LFC regulates power interchanges with the adjacent control areas to their programmed scheduled values P_{Sched}. The desired power P_{Des} (the sum of regulating component from LFC and base power P_{Base} as a result of tertiary level control) is the input to the turbine controller. A detailed description of the secondary frequency control can be found in [10–14].

We explain suitable possibilities of turbine control for island operation and solutions used in the Czech Republic.

3.1. Steam turbine control in island operation

We will focus on steam turbines, which still remain the most widespread source in power systems. The different control modes

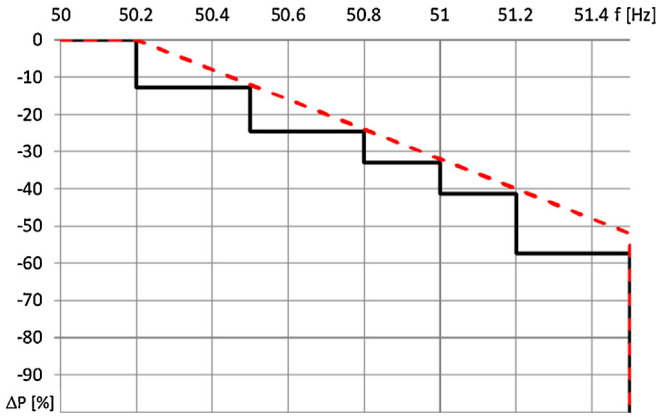


Fig. 3. Continuous power decreasing and stepwise disconnection plan of renewable energy sources. (For interpretation of the references to color in text, the reader is referred to the web version of the article.)

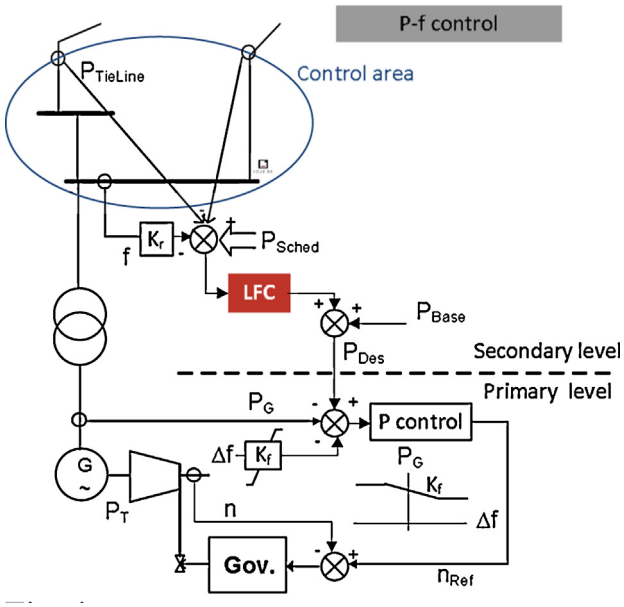


Fig. 4. Power system control hierarchical overview – simplified block scheme.

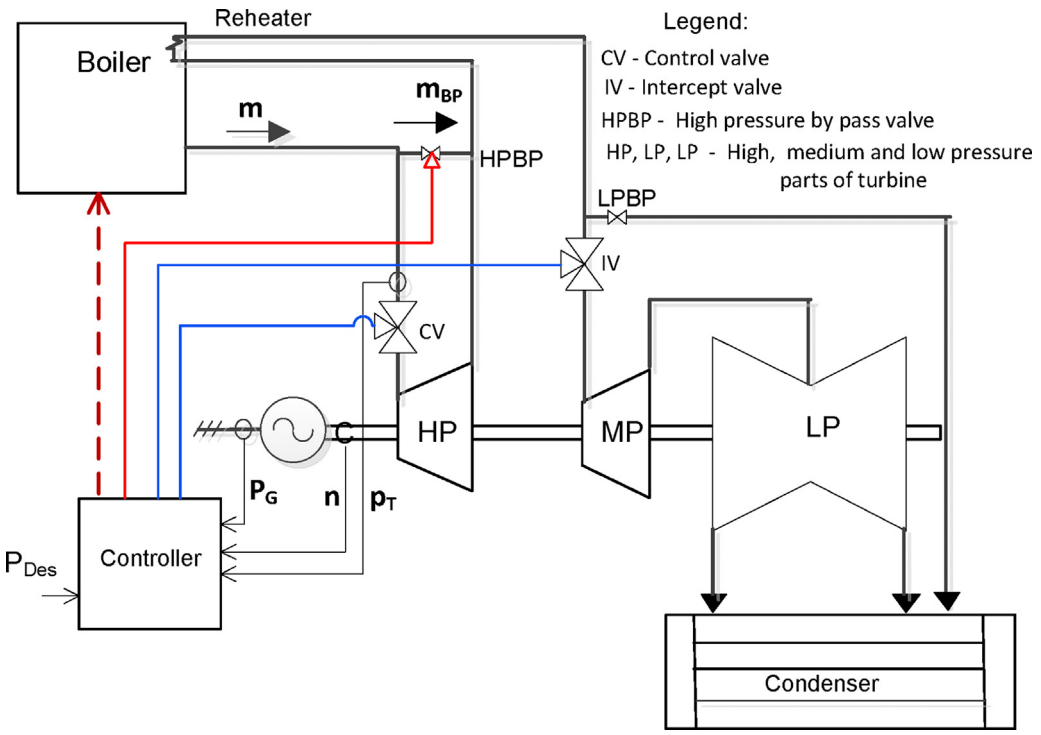


Fig. 5. Simplified scheme for steam turbine–boiler control.

used in normal and island operations are presented and compared in this section.

The control for a conventional steam turbine unit consists of a boiler control and a turbine control. An example of such a system is shown in Fig. 5.

The conventional control mode used in a normal operation (when the unit provides ancillary service of primary or/and secondary control) is known as boiler follow mode. The turbine power P_T is controlled by the turbine control valves. Pressure of admission steam p_T is controlled by the boiler fuel supply (see for example [15] for more details on turbine control modes). This basic control mode is designated below simply as load control. Limited frequency correction of desired power value (usually up to 5% of nominal power) restricts the possibility for the unit to provide significant contribution during grid frequency transients and eliminates its possibility for inclusion into island operation.

Speed control mode is used for emergency control in island operation. The turbine speed n is controlled by the turbine control valves and the boiler control remains in boiler follow mode (see e.g. [16] for more details about speed control). A high-pressure bypass (HPBP) valve helps to avoid overpressure conditions when the control valves close quickly. When the admission pressure exceeds a predefined value (higher than nominal pressure) the HPBP valve decreases steam flow m into the turbine HP part and returns a portion of the steam flow m_{BP} back to the boiler.

Special adjustments were implemented for the steam turbines control in order to improve their behaviour in island operation and to comply with the requirements prior to the connection of the former CENTREL[3] power system to the UCTE according to the so-called 'Catalogue of measures' [9]. In addition to switching over from load to speed control, so-called island control includes the following features:

1. The speed reference value is corrected by negative pressure deviations, and decreases the desired valve opening when the admission pressure is too low.
2. HP bypass valves are controlled to maintain admission pressure at nominal value.
3. The boiler is controlled in order to supply the desired steam flow plus some reserve value (this steam flow is by-passed back to the boiler through the HPBP valves) – the turbine is then prepared to increase power very quickly without decreasing the admission pressure (however bypassing steam surplus causes an uneconomical operation already mentioned in the Section 2).

Turbine dynamics can be modelled by a block diagram in Fig. 6 (see [17,18] for more information).

The controller represents the conventional control: boiler follow mode. A similar model can be used for nuclear units with a simplifying assumption of constant pressure p_T.

A model of hydro units is shown in Fig. 7.

This model takes into account gate and penstock dynamic assuming inelastic water column (see [19] for more details). You can notice the same structure of controller models for steam and hydro turbine (of course with different parameters).

A suitable model for gas turbine was described in [20].

3.2. Co-operation of LFC and turbine control in island operation

LFC is usually designed to suspend control during an emergency situation. According to the ENTSO-E Operation handbook [7], it is indicated by the frequency deviation excess of ±200 mHz lasting more than 1 min. The individual LFC has to be frozen (retaining the last signal of control). In the Czech Republic units are switched over to speed/island control mode. This is correct, because some of the units, that are providing the secondary load frequency control (remotely controlled from the LFC), may in fact belong to the separated island, hence controlling them remotely has no reason and moreover may even result in island blackout due to the frequency relay operation.

[3] CENTREL was a cooperative group of four transmission systems operators located in the Central Eastern Europe. The four companies were CEPS (the Czech Republic), MAVIR (Hungary), PSE-Operator (Poland), and SEPS (Slovak Republic).

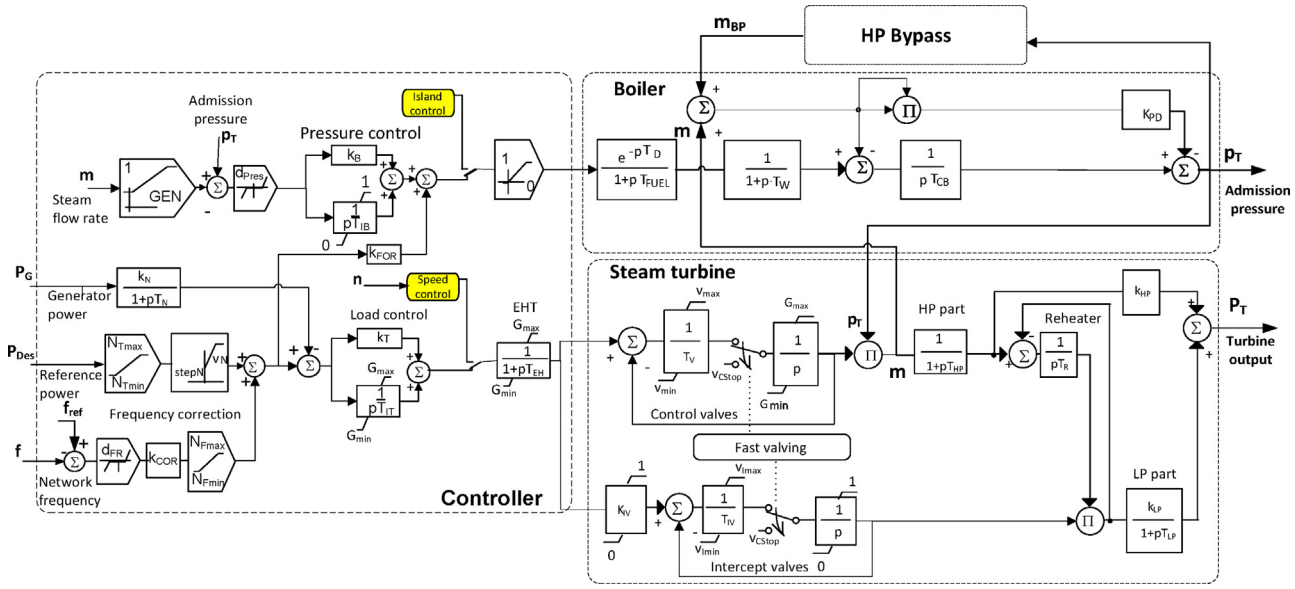


Fig. 6. Simplified block diagrams of steam turbine–boiler model.

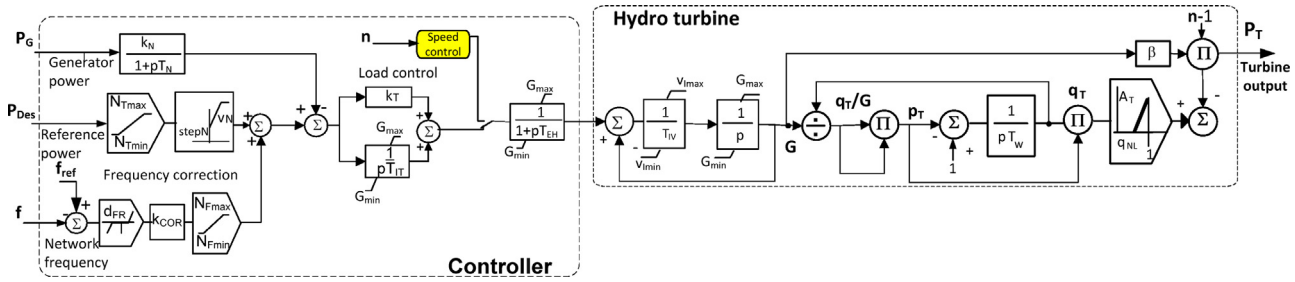


Fig. 7. Nonlinear model of hydro turbine with inelastic water column.

Fig. 8 shows a turbine control block diagram with a symbolic illustration of these different control modes in more details (although still very simplified).

There are several Y/N logical switches in the middle of Fig. 8. They govern the control hierarchy. The leftmost load control switch determines the basic turbine control mode. If the turbine is in the manual control, it is controlled by ± button (less or more power). The island operation switch is activated by a frequency relay and it switches over to proportional speed control. The fast valving switch is activating by protection equipment in case of near short circuits in the network. It causes a fast temporary closing of the control valves and intercept valves. Isochronous (proportional-integral) speed governor, which is activated by the unit disconnection from the network and before synchronisation, has the most priority.

An electrohydraulic transducer (EHT) transforms the electrical signal to oil pressure governing the control valves.

The upper two switches determine remote control mode.

Under normal network conditions, the steam turbine operates in load control mode and the boiler is in pressure control (boiler follow mode). If the unit is the remote control, unit control system receives the reference power P_{Des} from the superordinate LFC.

In the case of large frequency deviations ($|\Delta f| > 200$ mHz) island operation is detected and the turbine control is switched over from load control to proportional speed control mode (P speed control). It can be in the remote control as well. In that case, correction of the speed set point Δn is received from the superordinate LFC.

There are four control modes in Fig. 8. The LFC maintains the scheduled interchange power flow P_{Shed} and frequency f ($P+f$) in the control mode (1). The steam turbine is in load control mode and is remotely controlled from LFC. This represents the normal operation condition of turbines and LFC.

The control mode (2) means that the turbine power is still remotely controlled, but LFC operates in a so-called flat mode – it controls frequency f only.

LFC is stopped (out of operation) in control mode (4) and units are usually disconnected from the remote control. This control mode is used in island operation as well. In this case the units in the Czech Republic are switched over to speed control after transition to island operation. The speed set point can be changed manually by the plant operator according to the instructions from the dispatch centre.

Control mode (3) is a new one in the Czech Republic (it will be implemented in 2014). This mode will be used during island operation. It makes possible to take over the role of a frequency leader to control frequency in a large island. Also LFC is able to control power exchange in the case of a subordination to other frequency leader. It is possible to control frequency in several smaller islands as well. In all cases LFC sends a correction signal Δn to remotely controlled units. These units are switched over to speed control and the speed set point is changed automatically by the LFC correction signal Δn. This control mode is designed for the stabilisation of the island in the restoration phase (before the resynchronisation with the rest of the system or during island extending).

It is practically impossible to perform large experiments or field tests of the island operation in the continental European synchronous zone. Dynamic simulation using adequate models is an effective and secure method for testing and examining

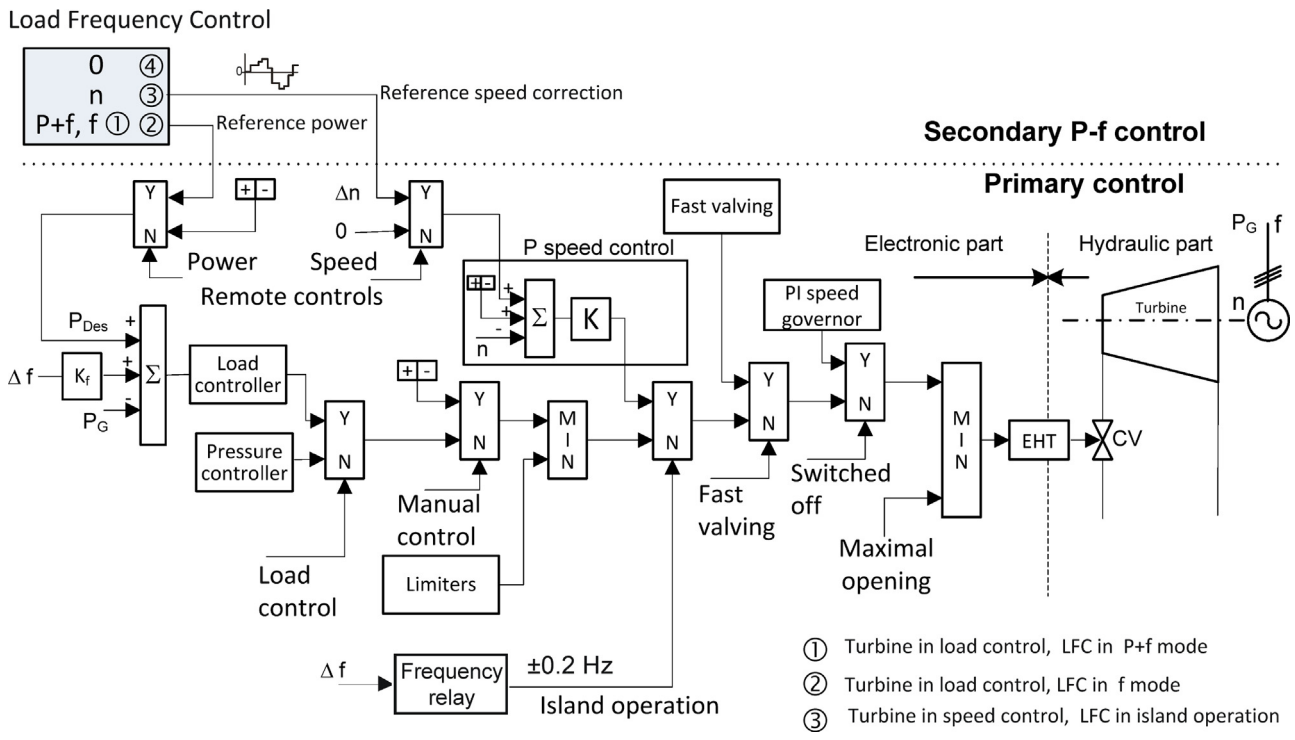


Fig. 8. Principal turbine control block scheme.

particular control strategies. This simulation is presented in the following section.

4. Case studies

Four case studies were carried out to evaluate different strategies for active power/frequency control in island operation:

1. transition to small island – presentation of decentralised frequency control;
2. transition to large island with power surplus;
3. transition to large island with power deficiency;
4. reproduction of the system behaviour during 4th November 2006 disturbance.

These cases are analysed in the following chapters with the help a dynamic simulation. The network simulator MODES was used as a simulation tool (see for example [21]) with two dynamic models. The first one (used for the first three case studies) is a breaker-oriented model which corresponds to the observable area from the SCADA of the Czech transmission system. This area comprises the Czech transmission system, whole system of the Slovakia and parts of the neighbouring system in Poland, Germany, Austria and Hungary; see Fig. 9, where transmission lines and power plants connected into the transmission system are depicted.

The dynamic model contains more than 900 lines and transformers, 357 loads connected to 110 kV level, 247 real generators in the observable area with installed capacity 68,368 MVA and 18 equivalent generators for the rest of the continental European synchronous zone.

The second dynamic model (used for the last fourth case study) is a bus-oriented model of the whole continental European synchronous zone (2134 branches, 937 nodes and 159 generators). Central part of the Europe (Austria, the Czech Republic, Germany, Hungary, Poland, Slovenia, and Slovakia) is modelled in detail. Rest of the continental Europe is reduced and particular control areas are modelled be equivalent generators.

4.1. Small island – decentralised frequency control

The behaviour of three different turbine control modes during island operation is demonstrated. The island was initiated by the disconnection of a part of the Czech transmission system out of the continental European interconnection. The island consisted of five 400 kV substations (see Fig. 10) and fourteen generators with actual generation of 2313 MW. The power surplus was 404 MW.

Three units in the island were equipped with different turbine control modes in order to demonstrate their different features. Fig. 11 shows different turbine responses to frequency changes in the island for particular turbine control modes:

1. load control (with frequency droop of 8% and frequency correction limit 2.5%);
2. speed control (with speed droop of 5%);
3. island control (with speed droop of 5%).

Steady state frequency deviation was 450 mHz after the island formation ($t = 30$ s) and 125 mHz after some unit outage at $t = 300$ s. The small response of turbine power P_T in the load control corresponded to the limited frequency correction of 2.5% from nominal turbine power. Turbines in speed and island control had the same power decrease in the first instant (corresponding to approximately 5% of speed droop), but the turbine power changed much more for the speed control mode due to admission pressure deviations. The explanation is given in Fig. 12, where turbine and boiler variables (steam flow generation m, by-pass steam flow rate m_{BP} and admission pressure p_T) are shown.

It is seen that pressure deviations are greater in speed control, because the reaction of the pressure control via fuel supply is slower than the reaction of the island controller via by-pass valve control. In addition, the island controller keeps the steam

Fig. 9. One-line diagram of the observable area as a part of the central European transmission system.

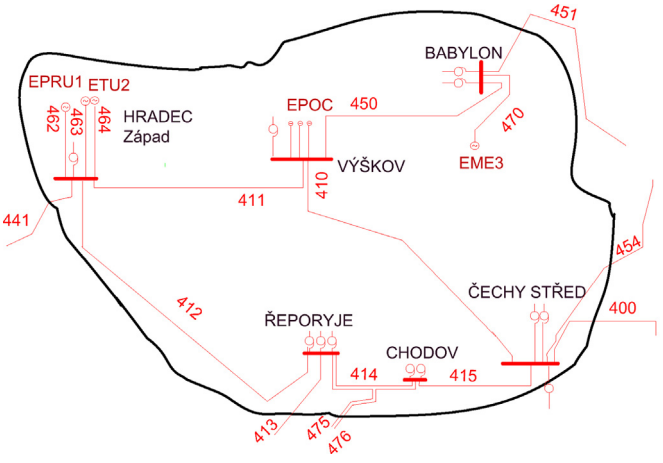


Fig. 10. One-line diagram of the island.

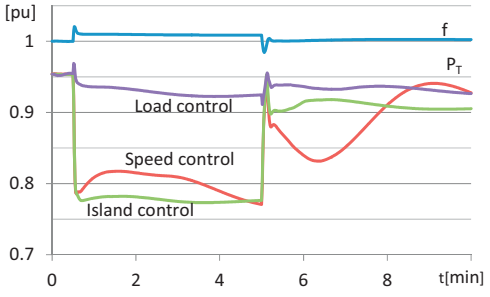


Fig. 11. Turbine power P_T responses to the frequency f change for different control modes.

reserve in the boiler that is available for fast turbine load increase (unit outage or consumption increase) that occurs in the island. It should be mentioned that switching over to speed/island control must be sufficiently fast – within hundreds of milliseconds – otherwise coal fired units are switched off by over-frequency protection (53 Hz in 100 ms) or a part of consumption is switched off by under-frequency load shedding (49 Hz in 100 ms). The island control mode for steam turbines will be considered as a special case of speed control and the common term speed control will be used in the following description.

4.2. *Large surplus island – LFC and turbine control coordination*

The behaviour of a large island with different turbine control modes is demonstrated in this chapter. The large island represented

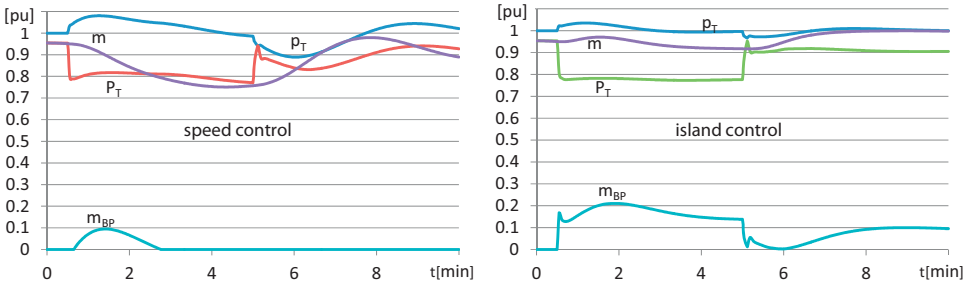


Fig. 12. Comparison of variables for speed and island control modes.

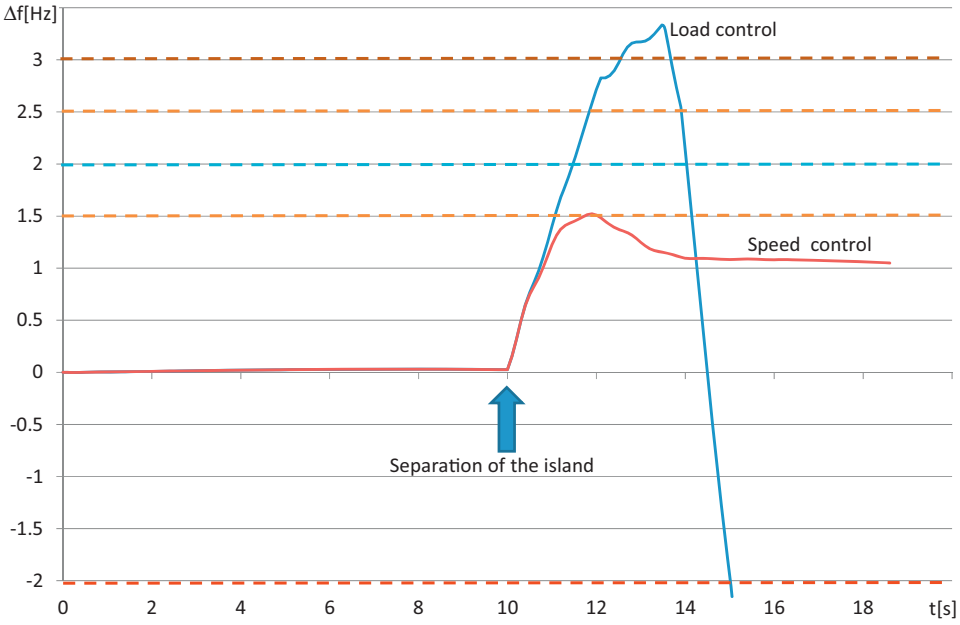


Fig. 13. Frequency deviation time courses for detail of transition into surplus island.

the entire Czech Republic that was disconnected out the continental European synchronous system. This control area exported $\Delta P = 3300$ MW before the disconnection.

Four variants of control modes were taken into account for investigation in island operation:

1. turbine load control with remote control from LFC in $P+f$ mode;
2. turbine load control with remote control from LFC in f mode (flat mode);
3. speed control with the automatic remote correction Δn of reference speed from LFC;
4. speed control with manual changing of the reference speed.

These four variants correspond to the four LFC control modes (1)–(4) mentioned in Section 3.2. Turbines had been operated in load control mode before the transition to the island. In variants 3 and 4, the turbines were automatically switched over from the load control mode to the speed control mode when the frequency deviation exceeded $|\Delta f| > 200$ mHz. Selected units were connected back to LFC (which operated in control mode (3)) after successful transition into the island and frequency stabilisation for variant 3.

Fig. 13 compares the short-term (the first 10 s) dynamic behaviour of the island for particular units in load control (in variants 1 and 2) and the units switched over to speed control (in variants 3 and 4).

It is obvious, that the frequency deviation was unstable in the case of units in load control (variants 1 and 2). The frequency deviation exceeded the limits for unit disconnection from the network ($\Delta f = 1.5$ and 2.5 Hz for nuclear power plants, $\Delta f = 2$ Hz for combined gas cycle power plants and $\Delta f = 3$ Hz for other turbine types). Units were disconnected and the result was blackout in the island. The switching of LFC to flat mode (f control) did not prevent the system from frequency collapse and subsequent black out, because LFC was too slow. In contrast, the frequency deviation was stable in the case of units switched over into speed control (variants 3 and 4).

Fig. 14 shows the long-term simulation results for variants 3 and 4.

There were stable course of frequency deviations. The limit for automatic resynchronisation (90 mHz) was reached in 15 min. In variant 4 all commands for decreasing speed set point were carried out manually at selected units in seven steps. In variant 3, some units were remotely controlled by LFC that automatically sent correction signal Δn. In this case, the frequency changed more smoothly. This control mode is more convenient for system dispatchers and plant operators.

Fig. 15 explains the different dynamic behaviours between the variants 1 and 4. In the variant 1 the reference power P_{Des} was remotely adjusted by LFC (control mode (1)). However, after passing into a surplus island the total power of turbines is greater than consumption and network losses in the island. While the generator power P_G decreased (generated power must be equal to consumption and losses at all time), unit in the load control increased turbine power P_T to restore reference power P_{Des} (see the left side of Fig. 15).

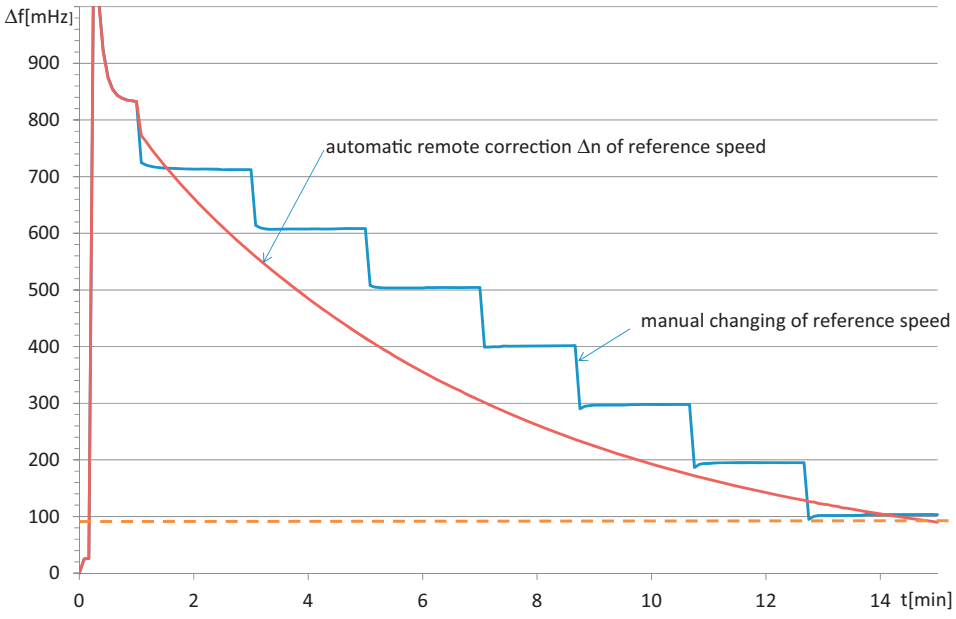


Fig. 14. Frequency deviation time courses for variants 3 and 4 for surplus island.

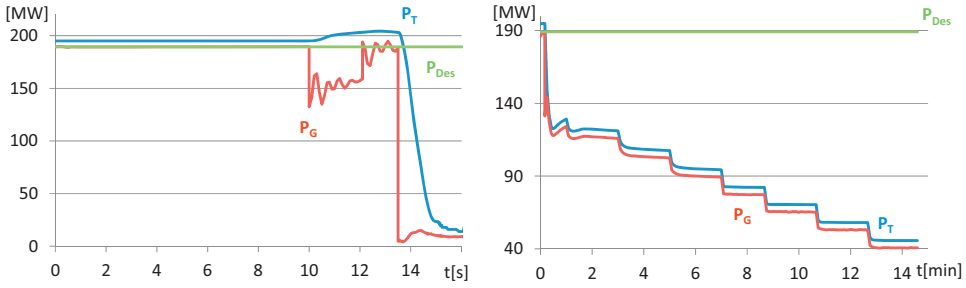


Fig. 15. Generator and turbine power (P_G and P_T) and reference power P_{Des} for variant 1 (turbine loadcontrol on the left) and 4 (turbine speed control on the right).

Thereby speed and frequency increased and unit was disconnected from the network and it fed its auxiliary consumption only. Changing LFC to *f* mode did not improve the situation, due to the fact that LFC was too slow in significantly decreasing reference power P_{Des}.

Turbine power P_T and generator power P_G have different values during transient phenomena. The difference between them causes speed and frequency deviations.

It is sometimes said that there is an imbalance between load and power generation in the power system. This is not accurate. Power balance between generated power (measured on generator terminals) and consumption and losses is maintained naturally according to the Kirchhoff's laws (after decay of very fast electromagnetic transients the generated power must be equal to the consumption and losses).

In variant 4, reference power P_{Des} was constant (LFC was in the stopped mode (4)) and turbine (in the speed control mode) adjusted its power P_T to manually changed speed set point. The small difference between P_T and P_G was caused by the generator losses – see the right side of Fig. 15.

The simulations show that switching over from the load control to the island control is necessary for a stable island operation.

4.3. Large deficit island – LFC and turbine control coordination

An example of deficit island is presented in this chapter. The Slovakian power system was disconnected out the continental European interconnection in the simulation. The control area imported $\Delta P = 61$ MW before disconnection.

Three variants of control modes were taken into account in island operation:

1. Switching to the speed control for steam unit for frequency deviation $|\Delta f| > 200$ mHz.
2. Switching to the speed control for steam and hydro units for $|\Delta f| > 200$ mHz.
3. Switching to the speed control for steam, hydro and nuclear units for $|\Delta f| > 200$ mHz.

Fig. 16 shows the simulation results.

There were stable courses of frequency deviation for all three variants. However in the variant 1 the frequency deviation exceeded limit $\Delta f = -1000$ mHz (49 Hz is the first step of under-frequency load shedding). The frequency restored to the near nominal value after the load shedding.

It is obvious that early switching to speed control (4 s after disconnection) on a sufficient number of units (variants 2 and 3) prevents the island from the load shedding. The speed control mode ensures the fast increase of turbine power necessary for frequency decrease containment.

One may often ask: "How is it possible that such a small power deficit in an island can cause under-frequency load shedding?" According to the operational rules of the European synchronous zone [22], each control area must share a proportional part of

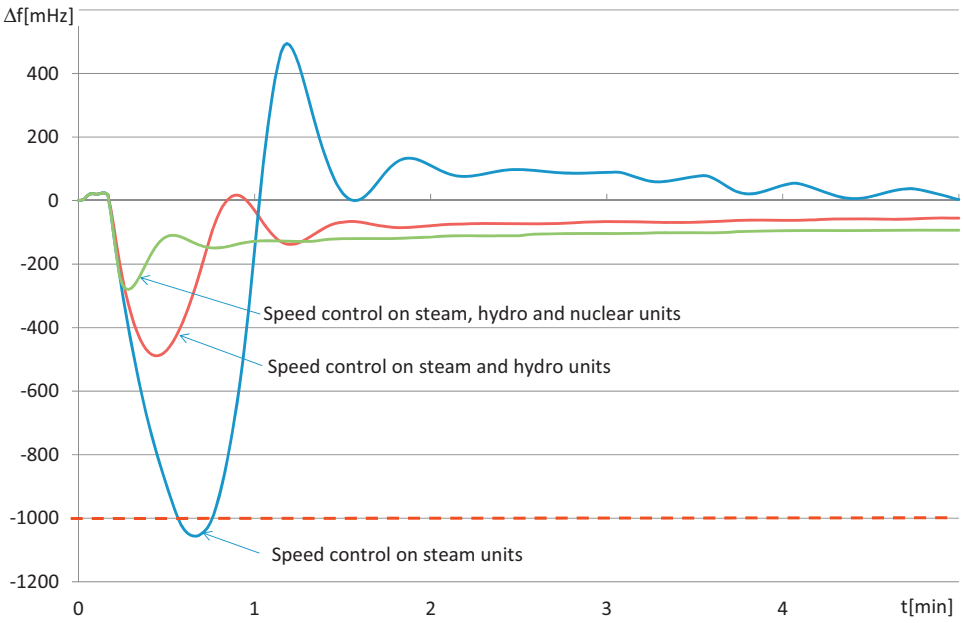


Fig. 16. Frequency deviation time courses for the deficient island.

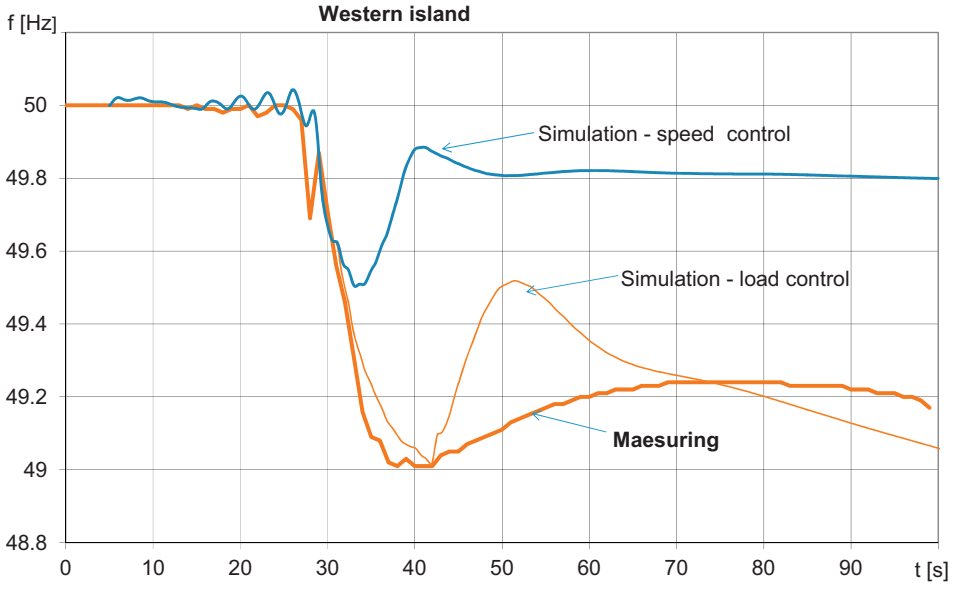


Fig. 17. Disturbance of 4th November 2006: comparison of measured frequency with simulation.

the total primary control reserve of 3000 MW. It is approximately 34 MW for Slovakia. The primary control reserve was 46 MW in simulation. But it was still smaller than the power deficiency 61 MW in the island. This was the reason for such a high frequency deviation, when sufficient additional power reserve was not activated in variant 1.

4.4. System disturbance on 4th November 2006

This disturbance was already mentioned in Section 2. The analysis from the transient stability point of view is provided in [23]. This section deals with the frequency stability of the Western area (composed of Spain, Portugal, France, Italy, Belgium, Luxemburg, the Netherlands, parts of Germany and Austria, Switzerland, Slovenia and a part of Croatia). This area was deficient with a power imbalance of 8940 MW and an automatic load shedding took effect when the frequency fell below 49 Hz. We may ask this hypothetical question: "What would have happened if at least some of the turbines in this island had switched over to speed control?" Dynamic simulation may answer this question.

Fig. 17 compares the measured frequency of the Western island with a simulation using a dynamic model.

The first simulation assumed load control on all units except hydro turbines in Austria which operated in speed control mode. The simulated frequency dropped to the shedding limit of 49 Hz in approximately 9 s – similar to the measured value (the measured and simulated frequencies after load shedding are slightly different because there was no exact information about unit outages in the Western area). However, if some of the steam turbines (in France and Germany) were switched to speed control when the frequency dropped below 49.8 Hz, the frequency would stay above 49 Hz and the island would survive without load shedding and probably

without untimely tripping of generating units (especially of embedded generation in wind and combined heat and power plants). Switching over to speed control would release an additional power reserve and it would compensate the power imbalance in the island (the power imbalance was less than 5% of the actual generated power in the Western area before splitting).

5. Conclusions

This paper investigated the cooperation of basic turbine control modes and supervisory control of frequency and active power. Different control modes were taken into account for both turbine controllers (governors) and centralised load frequency control (LFC). These control modes were examined and tested by a simulation tool on a dynamic model. The case studies proved that it is necessary to disconnect turbine controllers from supervisory LFC level for successful and secure transition from normal state (parallel operation with large power system as in the continental European synchronous area) to island operation and control frequency in a decentralised manner (turbine speed control is used rather than load control). The speed control can be used for all types of conventional sources (steam, hydro and gas turbines), but special features for the steam turbines should be taken into account (pressure and boiler control).

A new LFC mode is proposed for island operation. Following successful transition into island and frequency stabilisation, units under speed control are switched back to remote control and LFC sends correction signals for their speed set point values. This solution combines the advantages of both concepts: decentralised control of frequency during the transition to island operation and centralised control of frequency during the restoration and resynchronisation of the island.

Separation of a part of the interconnected network and island operation is a very rare event in the continental European synchronous zone, but it may occur with fatal consequences (examples are the UCTE splitting on 4th November 2006 and Italian blackout on 28th September 2003 [24]). Therefore this issue motivates the TSOs to find efficient solutions to prevent frequency collapse and to ensure a secure island operation. The paper presents a contribution to this effort.

References

[1] ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to All Generators, Available online https://www.entsoe.eu/resources/network-codes/requirements-for-generators
[2] H.B. Ross, N. Zhu, J. Giri, B. Kindel, An AGC implementation for system islanding and restoration conditions, IEEE Trans. Power Syst. 9 (3) (1994) 1399–1410.
[3] J.L. Sancha, M.L. Llorens, J.M. Moreno, B. Meyer, J.F. Vernotte, W.W. Price, J.J. Sanchez-Gasca, Application of long-term simulation programs for analysis of system islanding, IEEE Trans. Power Syst. 12 (1) (1997) 189–197.
[4] L. Pereira, D. Kosterev, D. Davies, S. Patterson, New thermal governor model selection and validation in the WECC, IEEE Trans. Power Syst. 19 (1) (2004) 517–523.
[5] Guidelines for Thermal Governor Model Data Selection, Validation, and Submittal to WECC, Prepared by the Governor Modeling TF WECC Modeling & Validation WG, 2002.
[6] System Disturbance on 4 November 2006, Final Report of UCTE, Available online https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/other-reports/2007
[7] ENTSO-E RG CE OH 2nd release – Policy 5: Emergency Operations 8/2010, Available online https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/
[8] UCTE OpHb –Appendix 1: Load–Frequency Control and Performance, v. 1.9, Available online https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/
[9] Catalogue of Measures for Integration MVM, ČEZ, SEP and PSE into UCTE, Common Document of the BAG, Preussen Elektra, VEAG, OVG a JUGEL, 1992.
[10] N. Jaleeli, et al., Understanding automatic generation, IEEE Trans. Power Syst. 7 (3) (1992) 1106–1112.
[11] T. Inoue, H. Amano, K. Hanamoto, W. Wayama, Y. Ichikawa, Development of load frequency control simulation tool, in: CIGRE Session, 2010.
[12] J.L. Agüero, M.C. Beroqui, F. Issouribehere, Grid frequency control. Secondary frequency control tuning taking into account distributed primary frequency control, IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. (2010).
[13] D.D. Rasolomampionona, A modified power system model for AGC analysis, IEEE Power Technol. Conf. (2009).
[14] S.St. Iliescu, I. Fagarasan, C. Soare, D. Ilisiu, F. Biliboaca, Process modelling for load frequency control in power systems, IEEE Power Technol. Conf. (2009).
[15] P.M. Anderson, A.A. Fouad, Power System Control and Stability, 2nd ed., John Wiley & Sons, New York, 2003.
[16] T.D. Younkins, L.H. Johnson, Steam turbine overspeed control and behavior during system disturbances, IEEE Trans. PAS 100 (5) (1981) 2504–2511.
[17] A. Borghetti, K. Maslo, G. Migliavacca, M. Paolone, I. Petružela, S. Spelta, Steam unit and gas turbine power station reliable control for network black-start-up, IEEE Power Tech. Conference (2003).
[18] K. Máslo, C.A. Nucci, A. Borghetti, I. Petružela, Power System Dynamics During Large Power Imbalance Phenomena, 12th IEEE MELECON, 2004.
[19] IEEE Working Group Report, Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies, IEEE Trans. Power Syst. 7 (1) (1992) 167–179.
[20] K. Máslo, J. Anděl, Gas turbine model using in design of heat and power stations, IEEE Power Technol. Conf. (2001).
[21] Long Term Dynamics Phase II – Final Report, CIGRE Technical Brochure No. 102, Paris, 1995, pp. 65–67.
[22] Border – Crossing Exchange of Primary Control Reserve, Final Report of the UCTE AhG Geographical Distribution of Reserves 2006, Available online https://www.entsoe.eu/resources/publications/former-associations/ucte/other-reports/
[23] K. Máslo, Power system disturbances – technical point of view, in: Proceedings of the 8th International Conference on Electric Power Engineering, 2007.
[24] Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy, UCTE – April 2004.

Innovative grid and generation technologies for future European power system

Karel Máslo [1], Rui Pestana[2], Kai Strunz[3], Silvia Moroni[4], Pablo Centeno[5]

[1]*Transmission System Analysis Dpt., ČEPS, a.s.*
Prague, Czech republic
maslo@ceps.cz

[2]*REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.*
Sacavém, Portugal

[3]*Technische universitat Berlin*
Berlin, Germany

[4]*Terna Rete Italia S.p.A.*
Milan, Italy

[5]*Swissgrid A.G..*
Laufenburg, Switzerland

***Abstract*—This paper deals with dynamic stability simulation focused on new technologies, which may spread in the future European power system whose future development is investigated in the framework of the e-Highway2050 project.**

***Index Terms* – Demand side response, Energy storage system, Renewable energy sources, UPFC, VSC-HVDC**

I. Introduction

e-Highway 2050 project defines five extreme but realistic scenarios for future power system development [1]. Four of these scenarios envisage a large share of renewable energy sources (centralized or decentralized) while three of them rely on large power interchanges (EU internal or external).

A large share of RES will require new control capabilities or ancillary services, e.g. primary frequency control or inertial control. These new requirements are mentioned in the available RfG Network Code [2] as the so called Frequency Sensitive Mode and Synthetic Inertia facility.

The transmissions of large amounts of power over long distances will also require new and flexible technologies like FACTS or HVDC. Similarly, the available HVDC Network Code [3] requires systems linking different synchronous areas frequency and inertial control capabilities as well.

A final aspect is the Demand Side Response, which represents an additional key technology, and whose performance is defined by the available DC Network Code [4]. One of the Demand Side Response capabilities specified in the Network Code is the System Frequency Control, e.g. the decrease or increase of the temperature set point proportionally to the frequency deviation in order to counteract the frequency behavior. Temperature controlled devices are for example: fridges, freezers, heat pumps, water heaters, air conditioning and electric heating.

This paper deals with the abovementioned features which will characterize the future European power system. Different test systems have been built where these new features have been modelled. Finally, their impact on the system Operational Security has been investigated by means of dynamic simulations. Operational Security is a basic precondition in order to successfully achieve a pan-European electricity market.

II. E-Highway2050 project

The e-Highway 2050 consortium envisages 28 Partners and is funded by FP7 from EC. The work is split in work packages; boundary conditions, scenarios & grid architectures, technologies, implementation & operation, EHS governance, socio-economic profitability, stakeholders involvement, planning and steps towards a pan-European EHS, dissemination.

Based on the boundaries conditions, 5 representative scenarios were identified with specific generation and load profiles. The pan-European grid was aggregated in several clusters and, based on the major power imbalances, new grid highways were identified taking into consideration the innovative technologies available in 2050.

For each new grid architecture, operational, governance and profitability analysis are performed; stakeholder's feedback is meant to provide the proper roadmap towards 2050 electrical highways in Europe and lead to the 2050 EC energy objectives.

III. New technologies

This section deals with binding advances in HVAC and HVDC technology to enable future grid expansion. The issue of public acceptance is considered as well.

A. AC Systems and components

The European electricity network is mainly realized through meshed AC networks. While many AC technologies are well established and widely used, new technologies such as High Temperature Superconductivity (HTS) and operational methods such as Real Time Thermal Rating (RTTR) are developed.
On one side, High Voltage AC cables with extruded insulation are currently available for voltages up to 550 kV and maximum power of 1.5 GVA per circuit with a 2500 mm² copper conductor.

The most widespread cable for new projects is the XLPE cable. This trend will not change in the future and the rated voltage will stay in the range between 380 and 420 kV.
There will also be some developments for new generation of Gas Insulated Lines (GIL) based on N_2/SF_6 gas mixtures with low SF6 content. The typical transmissible power is around 2500 MVA with natural cooling and may reach 3500 MVA with forced cooling.
Meanwhile, HTS technology has the potential to play a part in future power systems. At present HTS projects range up to 138 kV, 574 MVA and a maximum length of 1000 m. By 2050, it is expected that the power level for HV (500 kV) applications will rise up to 4000 MVA and the total length of installed systems will grow up to 500 km worldwide.
In order to achieve improved power flow control, phase shifting transformers can be installed. There are already planned or existing phase shifting transformers between the Netherlands and Belgium, between Germany and the Netherlands and scattered all over the Italian Northern interconnection.
RTTR technology will bear the power transmission capacity of existing and forthcoming systems. This method requires distributed temperature sensing and corresponding control of power flows.

B. DC Systems and components

HVDC has so far mainly been used for point to point transmission and often preferred to HVAC for long distance or subsea transmission. Further increasing power transmission capacity and reducing losses for HVDC links is a main ongoing challenge.
Cable technology is a prime limiting factor. Development of XLPE HVDC cables with ratings up to 550 kV has enabled widespread adoption of HVDC technology. This, together with the development of Modular Multilevel Converter (MMC) [5] technology (typically arranged in half-bridge topology), is expected to boost large scale HVDC transmission.
The high level of controllability of HVDC links makes this technology attractive for shorter distance onshore transmission and designing of an HVDC grid is a topic attracting research interest. Nevertheless, further enabling technologies are needed. Dealing with DC side faults is one main issue and the first DC breaker was introduced by ABB. Development of the MMC from half-bridge to full-bridge topology allows control of DC current in fault conditions [6]. The speed of propagation and rate of increase of current during a DC fault claims for new operating procedures provides an 'Open Grid' approach in which all breakers open without discrimination in response to detecting a fault, thus eliminating a significant time delay and leading to lower fault current and reduced propagation. The breakers are then re-closed as appropriate.
Unless a DC grid is operated at a single voltage level, DC-DC converters, the operational equivalent of AC transformers, will be required. While DC-DC converters are commonly used at low voltage level, high voltage designs are still at the academic stage of investigation or patent stage for some manufacturers.
In spite of these challenges, it is expected that a meshed DC grid may be in operation by 2030. Proposed offshore wind farms, with increasing size and distance from shore, are likely to necessitate increased deployment of HVDC subsea transmission. The integration of offshore generation with country-to-country subsea HVDC connections will mandatory require most of these technologies, which will lead to increased flexibility in the European network and improved integration of renewables.

C. Technologies for improving public acceptance

A key challenge in expanding the network is strive for public acceptance. Major reasons for rejection of proposed grid expansion projects include use of land issues, visual impact and Electromagnetic Field (EMF) concerns. Undergrounding of transmission lines is recognised as a solution to the latter barriers. In addition to the increased cost, undergrounding presents a challenge in maintaining cables within temperature operational limits. Indeed, since thermal resistivity of the ground is variable, the ampacity of the cable is limited by the less cooling point. The use of cable tunnels can address this concern, although cost increases and ventilation systems may be required. Combination of undergrounding along existing infrastructure corridors, such as highways, can reduce cost and improve accessibility. Though, undergrounding of AC systems also increases the charging current for the line and reactive power compensation may be needed.

IV. FOCUS ON NETWORK CODE RFG

Specific requirements of automated dynamic response to adjust an Active Power set point as instructed by the Relevant Network Operator are prescribed by NC RfG [2] according to the type of Power Generating Module (A, B and C). Strategies to cope with under/over-frequency are defined for synchronous and non-synchronous connected Power Generating Module respectively. Frequency Sensitive Mode is a Power Generating Module operating mode resulting in Active Power output changing in response to a change in System Frequency, in a direction to assists the recovery of the Target Frequency by operating so as to provide Frequency Response. Synthetic Inertia is a facility provided by a Power Park Module to replicate the effect of Inertia of a Synchronous Power Generating Module to a prescribed level of performance.

V. BENCHMARK TEST SYSTEMS

Simple benchmark test systems were developed to present the dynamic performance of the new technologies. An overview of these test systems is shown in TABLE I.

TABLE I TEST SYSTEMS OVERVIEW

Test	Based on	Technology	Focused on
A	Two area system	UPFC	Small signal stability
B	Two area system	VSC-HVDC	Small signal stability
C	Small island system	RES-	Short-term frequency stability
D	MV distribution system	RES + batteries	Long-term frequency stability
E	HV distribution system	RES + DSR	Long-term frequency stability

The following subsections describe the test systems in detail.

A. Test system A –Unified Power Flow Controller

The Unified Power Flow Controller (UPFC) is a member of the FACTS family which is able to increase power system

operation flexibility and controllability by controlling active power flows. A simple test system (adapted from [7]) was used to present UPFC transmission capability.

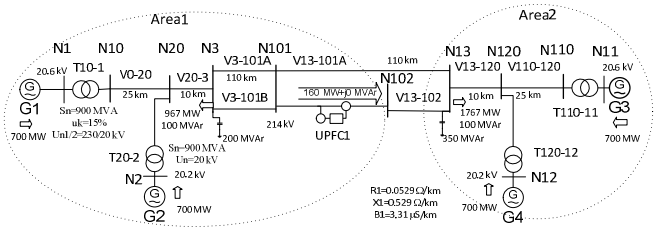


Figure 1. One line diagram of power system with UPFC (test system A)

Original system model belongs to [8] (Example 12.6). It consists of two areas connected by a 230 kV double circuit tie line with a transfer of more than 400 MW. The UPFC is connected in one of the circuits of the tie line.

B. Test system B –Voltage Source Converter HVDC

A Voltage Source Converter HVDC (VSC-HVDC) is made of fully controllable valves, which enable a flexible control of active power flows and damping of system oscillations.

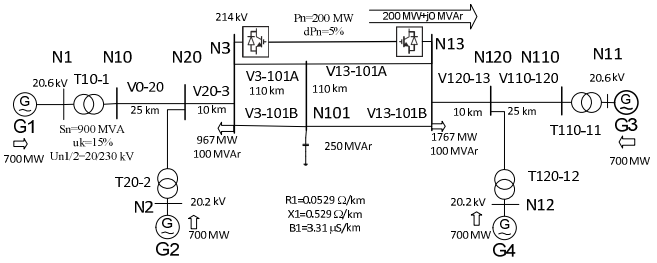


Figure 2. One line diagram of power system with VSC HVDC (test system B)

The test system depicted in Figure 2 was used to illustrate the HVDC control capability. The test system originates from reference [8].

C. Test system C – Small Island including wind farm

The test system shown in Figure 3 was developed for simulation of up to date wind modules capabilities. The system was inspired by the reference [9], only instead of the Double Fed Induction Generator connected by one VSC-HVDC into the island system, the Permanent magnet generator (PMG) with full power converter (FPC) was used (Type 4 according to a nomenclature of the IES Wind turbine model standard [10]).

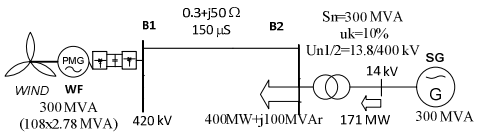


Figure 3. One line diagram of power system including wind farm (test system C)

The PMG-FPC model was complemented by additional signals to enable frequency and inertial control.

D. Test system D – Photovoltaics (PV) and batteries

The test system depicted in Figure 4 was developed for simulation of up to date PV modules and decentralized Energy Storage Systems ESS (batteries) capabilities. The system has been taken from [11] whereas the input data refer to the CIGRE medium voltage test system [12].

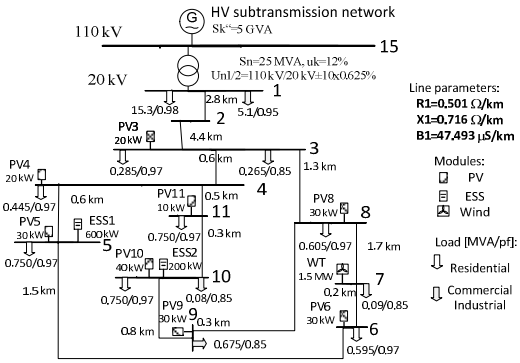


Figure 4. One line diagram of power system with PV and ESS (test system D)

E. Test system E – Demand Side Response and photovoltaics

For testing Demand Side Response (DSR) capability in island operation, e.g. system frequency control, a simplified model was developed [13] including basic features of a distribution network supplied by a transformer from the transmission system.

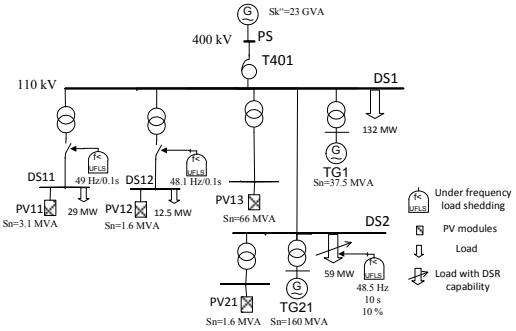


Figure 5. One line diagram of system with DSR load and PVs (test system E)

Some feeders are equipped with frequency protections with different settings for under frequency load shedding (UFLS). One-fourth of the load connected to bus DS2 are temperature controlled devices (e.g. heat pumps) enabled to change the output temperature proportionally to the system frequency deviation.

VI. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

The MODES software ([14]-[15]) was used for all time domain simulations.

F. Test system A

Three cases were investigated:

1. initial system without UPFC,
2. initial system with UPFC in conventional control,
3. initial system with UPFC and with stabilizing control signal.

Conventional control carries out active power and voltage control of transmitted power and terminal voltage in the sending node. Stabilizing signal (derived from the tie line active power flows) was added to the reference voltage in the third case.

A 100 ms temporary three-phase short circuit at node N3 was applied as initial disturbance. Figure 6 shows the results of time domain simulation - waveforms of difference between rotor angles of generators G1 and G3 are depicted.

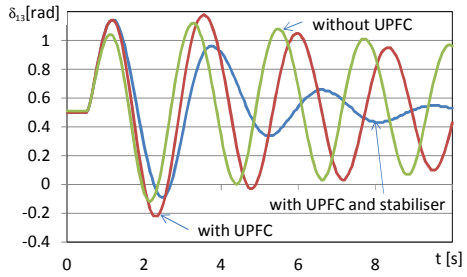


Figure 6. Angle deviations after 100 ms 3-phase short circuit for test system A

UPFC installation (red curve) slightly damps system oscillations, but increases the first swing compared with the case without UPFC (green curve). Introducing a stabilizer signal improves oscillations damping significantly (blue curve), but the first swing is still greater than in the system without UPFC. The UPFC installation improves the small signal stability (damping of oscillations) enabling power flows control and decreasing loop flows in the system but transient stability is worsened (the so called first swing stability). Worsening of the transient stability was proved by the additional critical clearing time (CCT) calculations. CCT increases from 212 ms to 287 ms when the UPFC is in operation.

G. Test system B

Three cases were investigated:

1. initial system without HVDC,
2. initial system with HVDC in conventional control,
3. initial system with HVDC and with stabilizing control signal.

Cases are similar to Test system A but the stabilizing signal is added to the reference transmitted power.

A 100 ms three-phase short circuit on line (cleared be by switching off the line) was applied introduced as initial disturbance. Figure 7 shows the results of simulations.

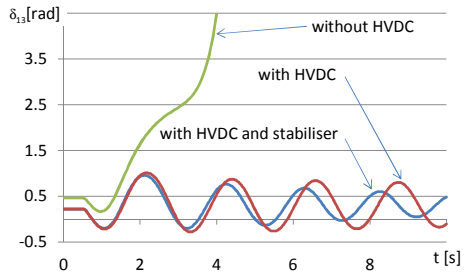


Figure 7. Angle deviations after 100 ms 1-phase short circuit for test system B

The initial system is unstable without HVDC (green curve). After the system is reinforced with an HVDC, it becomes stable, although oscillations are poor damped (red curve). With a supplementary stabilizing signal the damping was improved (blue curve).

H. Test system C

Four cases were investigated:

1. conventional wind farm,
2. frequency modulation of the wind turbine power,
3. frequency modulation and inverter frequency control,
4. frequency modulation and inertial and frequency control.

Conventional wind farm control provides active power control to pursue maximal turbine efficiency. Frequency modulation enables the so called Frequency Sensitive Mode [2]. Wind turbine operates with primary control reserve to provide response to network frequency deviations via pitch angle control. Inertial control enables the so called Synthetic Inertia according to [2], which is carried out together with frequency control by the pulse-width modulation control of the grid side inverter.

10% load increase was applied stepwise as initial disturbance. Figure 8 shows the results of simulations.

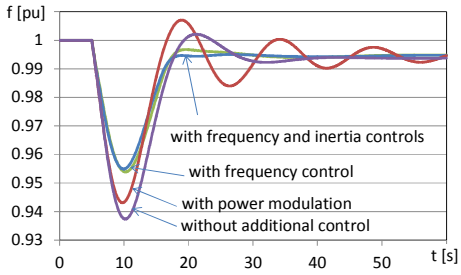


Figure 8. Frequency after 10% load stepwise increase for test system C

The frequency modulation (red curve) decreases the maximum frequency deviation; however oscillation damping is worse than with conventional control (purple curve). The reason is a relative slow pitch angle control. Combination of turbine pitch angle control and extended inverter control significantly improves the frequency response - maximum deviation and oscillations damping (blue and green curves). This feature is useful not only in island operation, but also in a future power system with decreasing inertia and available control power from conventional sources.

I. Test system D

Three cases were investigated:

1. without renewables,
2. with renewables (photovoltaics and wind turbines),
3. with renewables and Energy Storage Systems ESS (batteries).

A full day long simulation was carried out to test ESS performance. Load was changed according to daily load profiles as per [12], production of PVs was changed according to the direct normal insolation curve model from [16] and wind speed was changed from initial value 10.8 to 11.9 m/s in one hour at T=11:00. Figure 9 shows the voltage at node 1.

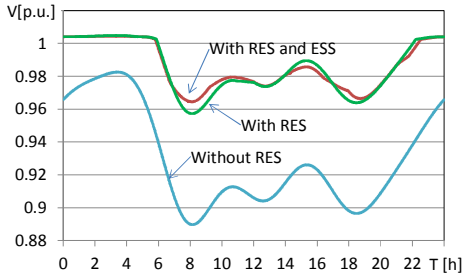


Figure 9. Node 1 voltage daily profile for the test system D

Installation of RES enabled to control voltage can significantly improve voltage deviations during the day. ESS installation (red color) can smooth out power flows from sub-transmission network (load peak shaving) and contribute to voltage profile improving.

J. Test system E

Two cases of the island operation were investigated:

1. with normal load behavior only,
2. with demand side response (DSR).

Normal load behavior involves only the regular load frequency response of approx. 1%/Hz. In the second case one-fourth of the load connected to node DS2 was modelled as frequency dependent.

Switch to island operation was initialized by simulating the outage of the transformer T401. Generation output power change s were induced by moving clouds across the PV power plants.

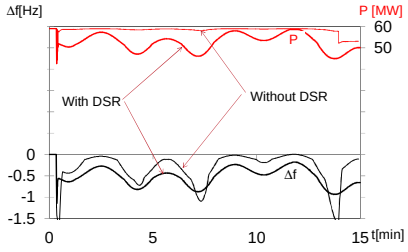


Figure 10. Frequency deviation Δf and load demand P after the switch to island

After transition to the deficient island (242 MW load towards 218 MW generation) the frequency decreases and when the 49.0 Hz threshold is reached, 29 MW of load are disconnected by the under-frequency protection relay.

In the first case frequency falls down 48.1 Hz and 12 MW are additionally disconnected. At the end of the simulation the under-frequency relay disconnected another extra 10 MW due to frequency decay below 48.5 Hz. In the second case (with frequency-dependent thermostatic load) the frequency remains higher than 49.0 Hz despite the changing infeed from photovoltaics. This load power response (red line in Figure 10) prevents 22 MW of load shedding.

VII. CONCLUSIONS AND FUTURE DEVELOPMENTS

The paper designs simple benchmark systems for key technologies, which will overcome the critical dynamic stability issue arisen by future massive deployment of RES (centralized, small and local) and strong power exchange.

Described test systems a) provide suitable models to test grid and generation technologies for future European power system, b) allow the comparison and benchmark of the dynamic response of different available tools and c) provide reliable and consistent results to facilitate future implementation of these models into pan-European grid architecture model.

ACKNOWLEDGEMENT

The Authors gratefully acknowledge the support of e-Highway2050 Consortium Partners: RTE, Sintef, Amprion, Technofi, REN, Elia, RSE, Dena, ENTSO-E, CEPS, Swissgrid, Terna, Brunel, Comillas, IST, KU Leuven, ENSIEL, TU Berlin, ECN, IPE, Eurelectric, Europacable, EWEA, T1D Europe, Poyry, E3G, PSE and CEP. The e-Highway2050 Consortium gratefully also acknowledges Directorate-General for Research and Innovation of the European Commission.

REFERENCES

[1] [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/The%20e-Highway2050%20Project/Poster_ehighway_results_scenarios_setup_and_quantification.pdf
[2] ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, final version, [Online]. Available: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/130308_Final_Version_NC_RfG1.pdf
[3] ENTSO-E Network Code for Requirements on High Voltage Direct Current Connections and DC connected Power Park Modules, [Online]. Available: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/140430-NC-HVDC.pdf
[4] ENTSO-E Network Code for Requirements on Demand Connection, final version, [Online]. Available: http://networkcodes.entsoe.eu/wp-content/uploads/2013/08/121221_final_Network_Code_on_Demand_Connection.pdf
[5] G. P. Adam, B. W. Williams, "Half- and Full-Bridge Modular Multilevel Converter Models for Simulations of Full-Scale HVDC Links and Multiterminal DC Grids", IEEE J. of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, vol. 2, Dec. 2014
[6] C. D. Barker, R. S. Whitehouse, "An Alternative Approach to HVDC Grid Protection", in Proc. 10th IET Int. Conference on AC and DC Power Transmission, Stafford, UK, 2012
[7] Z. Huang, et al. "Application of UPFC in Interconnected Power Systems – Modeling, Interface, Control Strategy and Case Study," IEES Trans. Power Syst., vol. 15, May 2000
[8] P. Kundur: Power System Stability and Control; McGraw-Hill 1993, p. 1151
[9] Li, Y., Zhang, Z., Yang, Y., Chen, H., Xu, Z., "Coordinated control of wind farm and VSC-HVDC system using capacitor energy and kinetic energy to improve inertia level of power systems", Int. J. of Elect. Power Energy Syst. 55 (2014), pp. 79-92
[10] IEC 61400-27-1 Electrical simulation models - Wind turbines
[11] A. Yazdani, A.R. Di Fazio, H. Ghoddami, M. Russo, M. Kazerani, J. Jatskevich, K. Strunz, S. Leva, J.A. Martinez, "Modeling guidelines and a benchmark for power system simulation studies of three-phase single-stage photovoltaic systems," IEEE Trans. Power Del., vol. 26, no. 2, pp. 1247–1264, Apr. 2011
[12] CIGRE Technical Brochure No 575, Task Force C6.04.02, Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources, 2014
[13] K. Máslo, M. Pistora, T. Linhart, "Use of Demand Side Response System Frequency Control in Emergency and Restoration," in Proc. CIRED Workshop, Roma, June 2014
[14] K. Máslo, "The general purpose network simulator MODES, "in Proc. 4th Int, workshop on EPSCC 1997, Rethymno, Greece
[15] K. Máslo, P. Neuman, "Power System and Power Plant Dynamic Simulation, "in Proc. 15th IFAC World Congress 1999, Beijing, Volume O, pp. 179-184
[16] K. Máslo, M. Pistora, "Long term dynamics modeling of renewable energy sources," in Proc. 2011 IEEE EUROCON int. conference, Lisbon

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

VII.

Impact of Photovoltaics on Frequency Stability of Power System During Solar Eclipse

Karel Máslo, *Member, IEEE*

***Abstract*—This paper analyses the influence of variable production of photovoltaic plants on the synchronous continental Europe interconnection during the solar eclipse of March 20, 2015. For countries with a high share of photovoltaics, the daily photovoltaics generation is estimated for the worst-case scenario – a clear sunny day. The presented results of long-term dynamic simulations focus on frequency stability (taking into account daily load diagram, secondary and primary frequency control, system inertia, settings of frequency protections and load frequency shedding).**

***Index Terms*—Continental Europe (CE), frequency stability, load frequency control (LFC), photovoltaic plants (PV).**

I. Introduction

THE integration of renewable energy sources (RES) into power systems is a topic often covered in journals and at conferences. Examples of such literature include an investigation of the effects of PV on system security through eigenvalue, voltage stability and transient stability analyses [1], an analysis of the impacts variable speed wind turbines have on long-term voltage stability [2] and articles focusing on low signal stability of power systems including wind generation units and energy capacitor systems [3] and [4]. Other proposes a novel approach to estimation of the aggregate inertial response available from a wind farm [5]. Authors of the contributions [6] and [7] presented the so called 50.2 Hz issue (over-frequency trip setting of PV, which is very close to the nominal frequency).

This paper presents an analysis of the influence of the March 2015 partial solar eclipse on the long-term frequency stability of the continental Europe synchronous zone. ENTSO-E published a report that deals with changes in PV generation during this event however; it does not cover the impact on frequency stability [8] ,

PV generation is dependent on solar radiation intensity. Since solar radiation intensity changes during an eclipse, there is also an impact on PV generation, which is analyzed in Section II. PV generation is estimated in relation to GMT (the Greenwich Mean Time sometimes called the Universal Time UT) and geographical location using an exponential approximation.

Section III describes creation of a two areas dynamic model for the purposes of frequency stability investigation. The results of an ex ante simulation of the simple two area model and a more complex pan European model are provided in Sections IV and V. Section VI presents a comparison of simulated and measured frequency and a validation of the model.

Manuscript received February 27, 2015; revised June 29, 2015 and October 08, 2015; accepted October 09, 2015. Paper no. TPWRS-00277-2015.

The author is with ČEPS, a.s., Transmission System Development Department., Prague, Czech Republic (e-mail: maslo@ceps.cz)

Color versions of one or more of the figures in this paper are available online at http://ieeexplore.ieee.org.

Digital Object Identifier 10.1109/TPWRS.2015.2490245

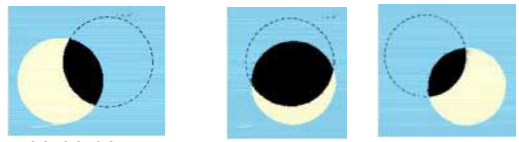


Fig. 1. Phases of the solar eclipse observable in Berlin (according to [9]).

TABLE I
ESTIMATED VALUES OF PV INSTALLED CAPACITY (ACCORDING TO [8]) AND ECLIPSE PARAMETERS (ACCORDING TO [9]).

Country	ES	FR	BE	DE	IT	CZ	GR	BG
P_{PVPeak} [GW]	6	5	3	39	19	2	3	1
Obscuration [%]	67	70	80	78	50	65	32	43
GMT [h:min]	9:08	9:27	9:34	9:37	9:32	9:47	9:43	9:49

II. Influence of the Solar Eclipse on PV Generation

The partial solar eclipse occurred on March 20, 2015 in the morning. The eclipse moved from the west to the east with the biggest Sun obscuration in the northern parts of continental Europe. The largest obscuration, 69% and 74%, was at 9:45 in Prague and at 9:47 in Berlin respectively. Fig. 1 shows the general eclipse course in Berlin.

Countries with high PV generation (see e.g., [10]) selected for the analysis are listed in Table I.

P_{PVPeak} is installed capacity in GW. Actual PV generation depends mainly on global solar radiation intensity G_S.

According to [11] G_S equals approximately (reflections are neglected) to the sum of direct G_b and diffuse radiation G_d:

$$G_S = G_b + G_d = G_{bn}\cos\theta + 0.282 * (G_0 - G_{bn})\sin H_C$$
$$\theta = \arccos\left\{\frac{(\sin H_C - \cos H_C \cdot \sin Z_C)}{\sqrt{2}}\right\}$$
$$Z_C = \arccos\left\{\frac{\cos L_{at}\sin\delta + \sin L_{at}\cos\delta\cdot\cos(15T)}{\cos H_C}\right\} \quad (1)$$

$\theta[^\circ]$ angle of incidence of the Sun rays

$Z_C[o]$ Sun azimuth

An elevation of zero, south orientation of PV panels and inclination $\alpha = 45^\circ$ are considered for simplification (there is a significant number of photovoltaic installations in continental Eu-

0885-8950 © 2015 IEEE. Personal use is permitted, but republication/redistribution requires IEEE permission.
See http://www.ieee.org/publications_standards/publications/rights/index.html for more information.

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

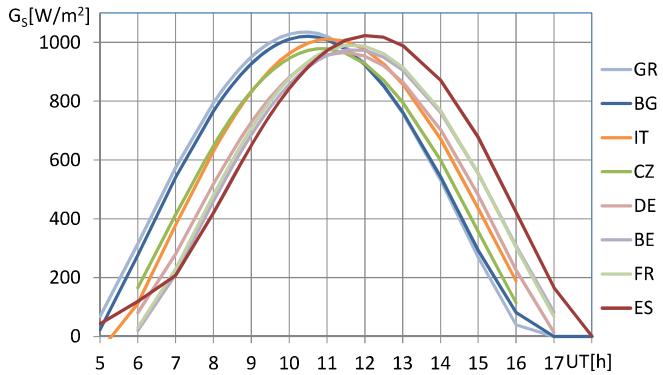


Fig. 2. Dependence of the solar radiation on UT.

rope and it is therefore not feasible to consider their individual settings, so these assumptions are justified).

According to [12] the direct solar radiation impinging on horizontal surface G_{bn} can be estimated using the following equation:

$$G_{bn} = G_0 \cdot e^{-0{,}1z(\cdot 1/\sin\ H_C)^{0{,}8}} \quad \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m}^2}\right]$$
$$H_C = \arcsin\{\sin\ L_{at} \cdot \sin\ \delta - \cos\ L_{at} \cdot \cos\ \delta \cdot \cos\ (15T)\}$$
$$\delta = 23.45 \sin\left\{\frac{284+N}{365}360\right\} \quad [^\circ]\,. \tag{2}$$

$\mathrm{G_0[W/m^2]}$	solar constant (approximately 1370 $\mathrm{W/m^2}$)
z	Linke turbidity factor (2–4 for clear sky)
$\mathrm{H}_C[^\circ]$	Sun altitude
$\mathrm{L}_{at}[^\circ]$	degrees of geographical latitude
T[h]	Sun time (0–24)
$\delta[^\circ]$	solar declination (0–90)
N[−]	numerical order of the day of the year (1–365)

The dependence of radiation $\mathrm{G_S}$ on UT for 20 March, as determined using the above equations, is presented in Fig. 2 (clear sky is assumed, $\mathrm{z} = 3$).

PV in Eastern Europe (Greece and Bulgaria) start to generate first and those in the western part of Europe (Spain) last with the maximum radiation in the south, in Greece and Spain.

To verify the hypothesis that PV generation should be proportional to G_S, we can compare daily solar radiation intensity with actual PV generation P_PV (in relation to the total installed capacity). Fig. 3 shows this comparison for Germany and the Czech Republic (for a clear day March 20, 2014).

The shapes of the curves of the estimated global radiation G_S and actual PV generation P_PV roughly correspond. The hypothesis about the relationship between G_S and P_PV can therefore be accepted for the purposes of frequency stability analysis. The ratio of both curves can be considered as some kind of coincidence factor (*CF*). *CF* is a ratio between per unit PV generation (based on $\mathrm{P_{PVPeak}}$) and per unit global radiance for time T (based on maximum value global radiation for a given location) for a clear day ($CF \sim 0.74$ for Germany and $CF \sim 0.81$ for the Czech Republic in Fig. 3).

PV generation can be estimated as follows:

$$\mathrm{P_{PV}} = CF * \frac{G_\mathrm{S}\mathrm{P_{PVPeak}}}{100} \quad [\mathrm{MW}, -, \%, \mathrm{MW}]\,. \tag{3}$$

$\mathrm{P_{PVPeak}}$ is the total installed PV capacity.

For dynamic calculations, it is possible to replace the product $CF * G_\mathrm{S}/100$ with an exponential approximation g:

$$g \equiv Ae^{-0.5(|\mathrm{T}-\mu|/|\sigma|)^3}. \tag{4}$$

A, μ, σ are approximation parameters (individual for each country) and T is the universal time.

The approximation of G_S was carried out by the method of least squares. More details about long term dynamic modelling of RES are in [13].

What remains is to determine the influence of the solar eclipse on PV generation. Let us accept a hypothesis, that an increase in solar intensity is proportional to the Sun's disc obscuration. This hypothesis was validated by the radiation intensity measurements taken by the Solar and Ozone Observatory of the Czech Hydro-meteorological Institute during a solar eclipse on August 8, 1999. The day was cloudy, but fortunately from 11:00 until 12:55 the sky was clear and the decrease in the global radiation was caused by the obscuration only. Fig. 4 shows the comparison of the measured and modelled (for a clear day) global radiation.

It is obvious from the measurement, that at 11:44, when the obscuration reached its maximum value of 94% (point in time M), the intensity of global irradiance decreased by 98% compared to a clear day.

A similar result was reported when the annular eclipse of October 3, 2005 crossed the Iberian Peninsula [15]. Fig. 5 shows normalized values for the total solar radiation measurement during this event.

The dashed black vertical lines represent the start of the solar eclipse (07:40 UT), maximum solar coverage (08:56) and the end of the eclipse (10:21). It can be seen that at 8:56, when the Sun's disc obscuration reached the maximum value of 79.6%, the intensity of direct irradiance decreased by 80% compared to the next clear day.

The coefficient of the total PV generation decrease due to the solar eclipse K_SE can be determined as a ratio of the sum of PV generation with and without eclipse:

$$K_\mathrm{SE} \equiv \frac{\sum_{i=1}^{8}(K_i G_{bi} + G_{di})\mathrm{P_{PVPeaki}}}{\sum_{i=1}^{8} G_{Si}\mathrm{P_{PVPeaki}}}. \tag{5}$$

K_i is a coefficient of the PV infeed decrease caused by the eclipse (eclipse affects direct $\mathrm{G_b}$ radiation only).

Summation is carried out for all countries given in Table I. Waveforms of the total PV generation (with and without eclipse) are depicted in Fig. 6.

Two shapes of the direct radiance decrease due to obscuration were considered: linear and sinusoidal.

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

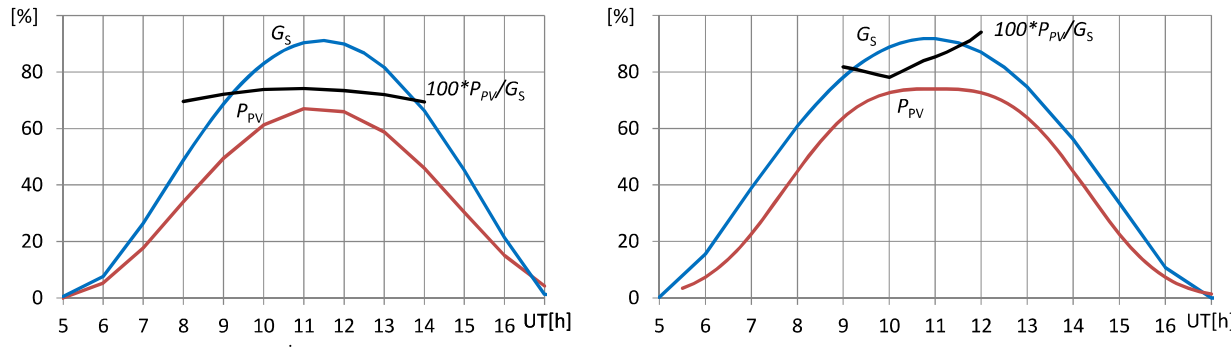


Fig. 3. Curves of the irradiance and PV generation for Germany (left) and the Czech Rep. (right).

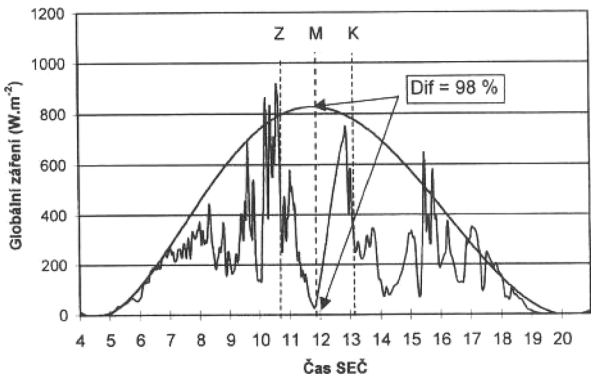


Fig. 4. Curse of the radiation measured on August 11, 1999 and modelled curve for a clear day (according to [14]).

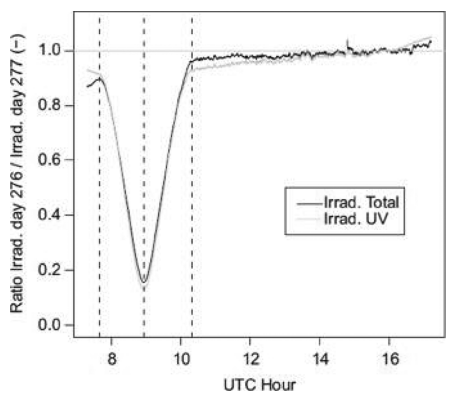


Fig. 5. Course of the ratio between the irradiance values measured during the eclipse day and the day after (according to [15]).

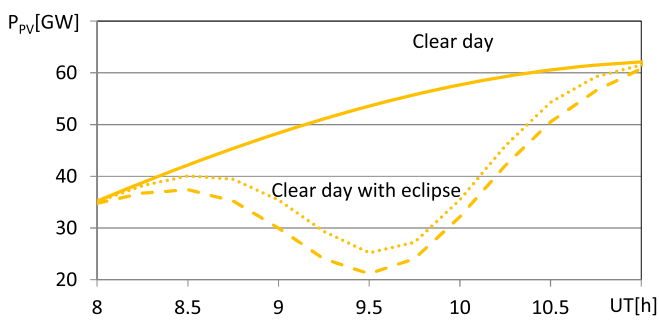


Fig. 6. Estimated total PV generation with and without the eclipse.

The dotted line is for the linear approximation and the dashed line is for the sinusoidal approximation. The larger power decrease (with sinusoidal approximation) was considered for the following analysis.

With some simplification, it is possible to approximate K_{SE} by the Gaussian function h:

$$h \equiv 1 - A_{\mathrm{SE}} e^{-0.5((\mathrm{T}-\mu_{\mathrm{SE}})/\sigma_{\mathrm{SE}})^2}. \quad (6)$$

A_{SE}, μ_{SE}, σ_{SE} are the approximation parameters.

The total PV generation $\mathrm{P_{PV}}$ in the CE synchronous zone can then be calculated as follows:

$$\mathrm{P_{PV}} = \mathrm{g}\, h\, \mathrm{P_{PVPeakCE}}. \quad (7)$$

$\mathrm{P_{PVPeakCE}}$ is the total installed PV capacity.

Parameters of the approximations g and h are in the following table.

Following the determination of the analytical relations (7) for PV generation, we can deal with the frequency stability calculations using a dynamic model of the power system.

III. Preparation of the Dynamic Model

The construction of a detailed dynamic model of the CE synchronous zone is a very complex and difficult task. The main obstacle is obtaining the necessary input data.

Fortunately, it is possible to use simplified long-term frequency stability models (see e.g., [16] for dynamic stability classification) to estimate the behavior of the large interconnected power system. There exist simplified dynamic models, where each control area is modelled by one node with aggregated load and generation (e.g., reduced Pan European model published in [7]). The analysis of the eclipse influence on the power system would, however be complicated even in a such simplified model. Hence, for the initial analysis we opted to use a simplification of CE synchronous zone into a two-area model as shown in Fig. 7.

The application of a more complex six-area model is described in Section V.

Two area models are often used for load frequency control (LFC) analysis (see e.g., [17]).

AREA1 models eight countries from Table II with a high PV penetration, while AREA2 represents the rest of interconnection. The load of both areas depicted in Fig. 7 was based on the actual consumption from the 2013 statistics (according to [18]).

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

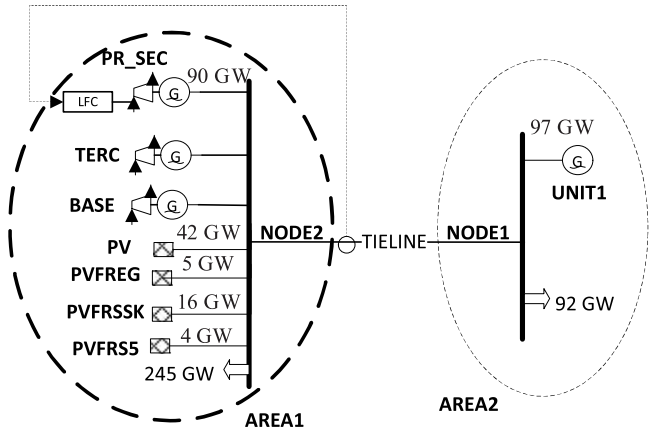


Fig. 7. Single-line diagram of the two area CE model used.

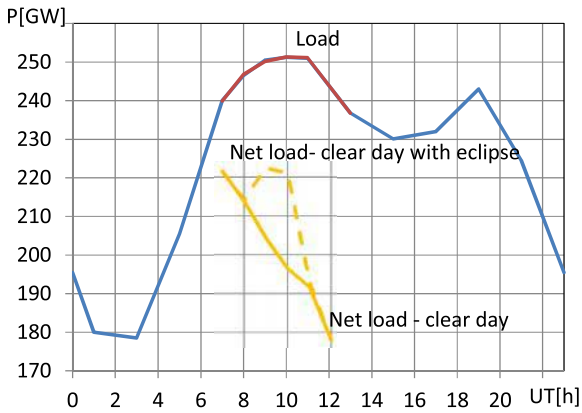


Fig. 8. Daily load diagram for AREA1.

TABLE II
APPROXIMATION OF PARAMETERS OF P_{PV} FOR CE.

Parameters	A	μ	σ	A_{SE}	μ_{SE}	σ_{SE}	$P_{PVPeakCE}$
Clear March day	0.817	11.34	3.24	0.596	9.6	0.47	73 GW

TABLE III
PARAMETERS OF THE DAILY LOAD COURSE FOR AREA1. **AUTHOR: CITE TABLE IN BODY OF PAPER.**

i	1	2	3	4	5
A_i.	0.127	0.105	0	0.0199	0
φ_i	0	1.872	0	0.2309	5.079

TABLE IV
NOMINAL CAPACITIES Pn OF THE CONVENTIONAL UNITS IN GW.

Unit	Cloudy day	Clear day	Clear day with the eclipse
BASE	90	90	20
TERC	90	90	160
PR_SEC	90	90	90

Fig. 8 shows aggregated daily load diagram of AREA1 for the third Wednesday in March.

There is a peak between 07.00 and 12:00. For this period, the load diagram can be estimated by (8) using parameters from Table IV (the estimation is highlighted in red in Fig. 8).

$$P \equiv P_{str}\left(1+\sum_{i=1}^{5} A_i \sin\left(iT \times \frac{\pi}{12}+\varphi_i\right)\right). \qquad (8)$$

P_{str} is the mean value of the load during the day.

The power balance in the synchronous zone is maintained by a coordinated effort of electricity suppliers, generation utilities and network operators (see [19]–[23] for more information about frequency control and electricity market).

In a simplified way (with an ideally operating electricity market), it is possible to describe this process as follows:

1. The base part of the load diagram is ensured by sources with constant output.
2. The variable part of the load diagram is covered by sources with constant power in particular market intervals (usually one hour). We can simulate this process simply by using the mean hour values of the net load (difference between forecasted load and expected PV generation) with linear changes between the individual hours (ramp lasting 10 min in total, starting 5 min before the full hour and ending 5 min later).
3. Differences between the actual load diagram and the scheduled generation (base and variable delivery as per points 1 and 2) and the variable generation from PV are covered by transmission system operators using load frequency control.
4. Instantaneous power balance is covered by inertia masses of rotating machines (synchronous and asynchronous), which results in network frequency deviations. These frequency deviations are controlled by units, which provide primary frequency control. The total primary control reserve is set in order to manage the so-called reference incident (defined by the sudden loss of generation or load of 3000 MW for the entire synchronous zone). If necessary, this primary control reserve should be utilised for frequency deviations ±0.2 Hz.

Conventional sources in AREA1 were modelled using three units. The first unit named BASE provides base load as per point 1. The second one, TERC, provides a variable delivery as per point 2. The third unit, PR_SEC, provides ancillary services of primary and secondary control as per points 3 and 4. UNIT1 in AREA2 provides primary frequency control only.

These conventional units should be able to cover the load diagram from Fig. 8. So called net load diagram (net load is the difference between forecasted load and expected electricity production from variable generation sources) should be used in case of the presence of PV. The net load diagrams are depicted in Fig. 8 by the yellow lines (dashed line for a clear day with the eclipse).

The nominal capacities P_n were determined according to the following rules:

1. sum of the nominal capacity is 270 GW,
2. inter-hour output changes of the TERC unit are below 0.1 p.u. (based on P_n),
3. control range of the TERC unit should be 0.5 – 1 p.u.,
4. control range of the PR_SEC unit should be 0.65 – 1 p.u.,
5. output of the BASE unit is constant and equals to the nominal capacity.

Unit scheduling was checked and optimized according to the above-mentioned rules, in advance of the dynamic simulation described in the following section. An overview of the conventional unit's parameters is in Table IV.

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

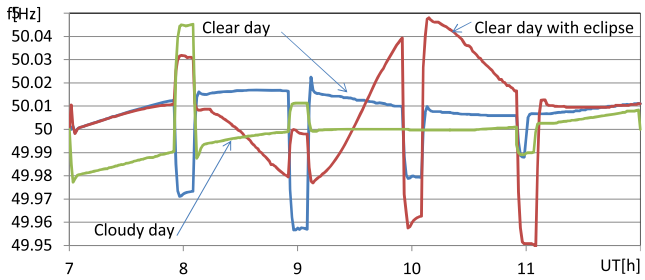


Fig. 9. Frequency f for cases 1.-3.

The LFC and the turbine dynamic models are described in the appendix.

The secondary control range of the unit PR_SEC for the LFC was set to 36 GW (0.4 p.u.) with the ramp rate of 0.02 P_n/min. The total primary control reserve was about 4 GW.

The nominal capacity of the TERC unit had to be increased significantly for the clear day with the eclipse scenario to comply with the rule 2 above. There was very high net load change (nearly -30 GW/h) between 10:00 and 11:00.

In the dynamic model, the aggregated PV generation was divided among four modules, which represent different responses of PV to frequency deviations. The first module named PV had the over-frequency protection setting of 51.5 Hz, which is the correct value (according to the draft of the European Network Code [24]). The second module named PVFRSK had the over-frequency protection setting of 50.2 Hz, which is the most risk value mentioned in the introduction. The third module named PVFREG was capable of decreasing its output in case of positive frequency deviations (the so-called Limited Frequency Sensitive Mode Over-Frequency according to [24]). The fourth module PVFRS5 had the over-frequency protection setting of 50.5 Hz, which is still a risk value. Nominal capacities were estimated from [10].

An under-frequency load shedding complemented the dynamic model. In circumstances when the frequency drops under 49 Hz during 100 ms, 5% of the load is disconnected. Frequency self-regulating effect of the load was neglected.

IV. Simulation Using the Dynamic Model

The MODES network simulator was used for the calculations. This tool enables dynamic stability calculations of the power system (see [25]–[28] for more information).

To analyze the influence of the eclipse on the network frequency in the CE synchronous zone, initially the three cases (shown in Table IV) were investigated:

1. a cloudy day,
2. a clear day,
3. a clear day with the eclipse.

A simulation of the dynamic behavior of the power system from 07.00 until 12.00 was carried out for each case. Fig. 9 shows waveforms of the frequency for the cases 1. – 3.

Frequency was maintained in the secure range of ± 50 mHz, with a sufficient margin from the limit value of ± 200 mHz (set up of PV over-frequency protections) by variable delivery (unit TERC), secondary control (unit PR_SEC) and primary control (units UNIT1 and PR_SEC). Frequency changes in hourly

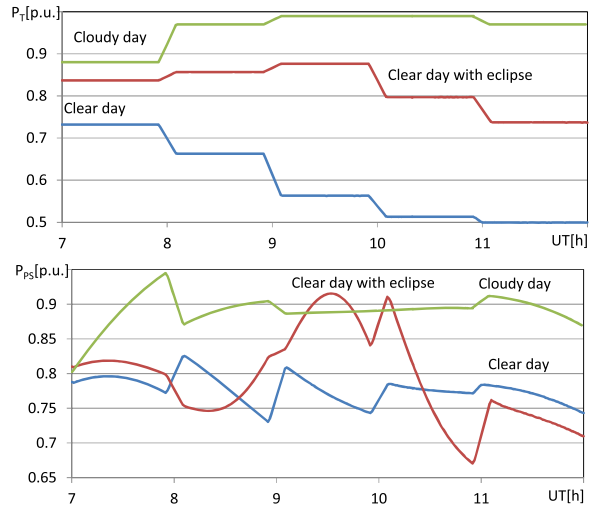


Fig. 10. Output of unit TERC (above) and PR_SEC (below) for Cases 1.-3.

brakes were caused by scheduled changes of the unit TERC. The largest frequency deviations occurred after 10:00 (when the Moon's shadow uncovered the Sun's disc).

Fig. 10 gives an overview of the dynamic behavior of the units (outputs PE are in per unit values).

If electricity suppliers and network operators ensure that sufficient regulation power is available to cover the daily load diagram and variable PV generation, the power system operation is stable and secure. What happens if these conditions are not fulfilled?

To simulate this scenario, two additional cases were investigated:

1. a clear day with the eclipse with insufficient tertiary control reserve and
2. a clear day with the eclipse with insufficient secondary control reserve.

Fig. 11 shows waveforms for the unstable cases 4 and 5. The insufficient regulation power leads to higher frequency deviations jeopardizing frequency stability.

In the case 4, sufficient variable delivery regulation reserve was not ensured and the output decrease of unit TERC at time UT $= 10:00$ was not sufficient to compensate the increase in PV generation in the second phase of the eclipse. LFC did not cope with the control of the power surplus and not even the primary control was able to cope with the increasing frequency. At UT $= 11:26:43$ the frequency reached the threshold of 50.2 Hz and the PV module PVFRSK was switched off by the over-frequency protection. As a result, the frequency dropped under 49 Hz very fast and the under-frequency load shedding switched off approximately 5% of the load in the whole interconnection. The frequency returned to 50 Hz after the load shedding, but with an overshot above the 50.5 Hz limit, which caused module PVFRS5 be switched off by over-frequency protection.

For the case 5, with insufficient secondary control reserve (range for the secondary control was decreased from 36 to 25 GW only), the frequency time course (red line in Fig. 11) was similar to that of the case 4. At time UT $= 10:46$ the regulation range of the unit PR_SEC was exhausted and PV modules PVRSK and PVRS5 were switched off by over-frequency

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

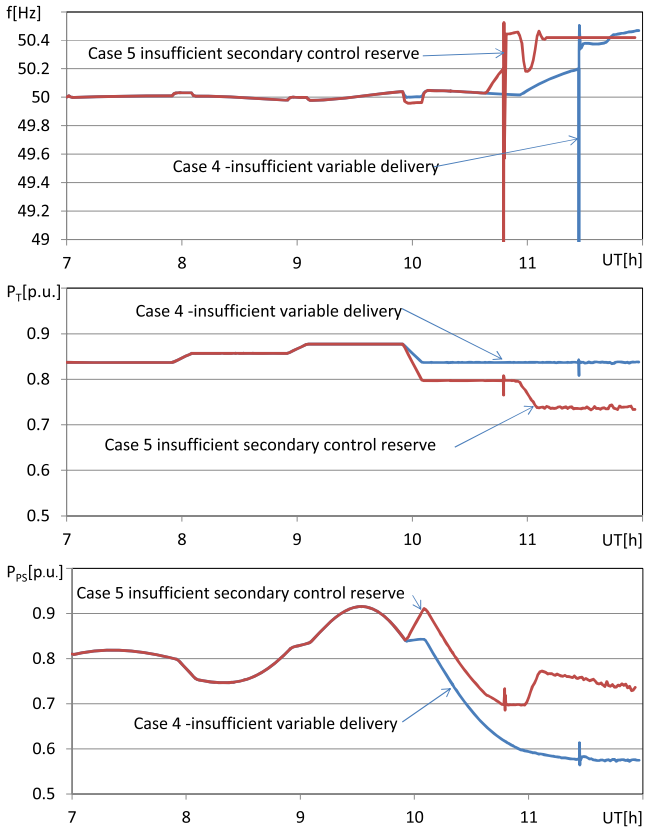


Fig. 11. Frequency and unit outputs TERC and PR_SEC for unstable cases.

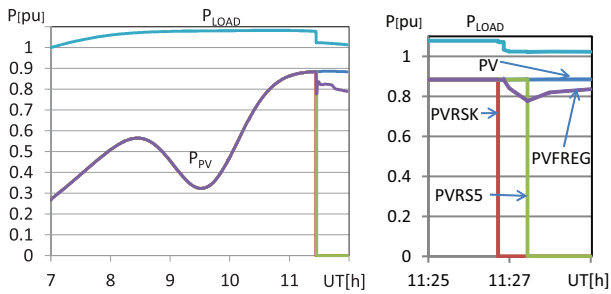


Fig. 12. Waveforms of load consumption P_{LOAD} and outputs of PV modules.

protections. Subsequently part of the load was switched off by under-frequency shedding.

Fig. 12 shows AREA1 load consumption and outputs of PV modules for the case 4.

The PV module generated regardless of the frequency deviations, whilst the module PVFREG decreased power by 10%, when over-frequency higher than 50.2 Hz occurred.

V. Simulation Using the Improved Dynamic Model

We can improve the simulation results by using a more complex model, where CE interconnection was divided into six control areas according to Fig. 13.

For simplification, Spain, France and Belgium were joined together into one control area named WEST and similarly Romania, Bulgaria and Greece were joined together into one control area named EAST. Italy, Germany and the Czech Republic

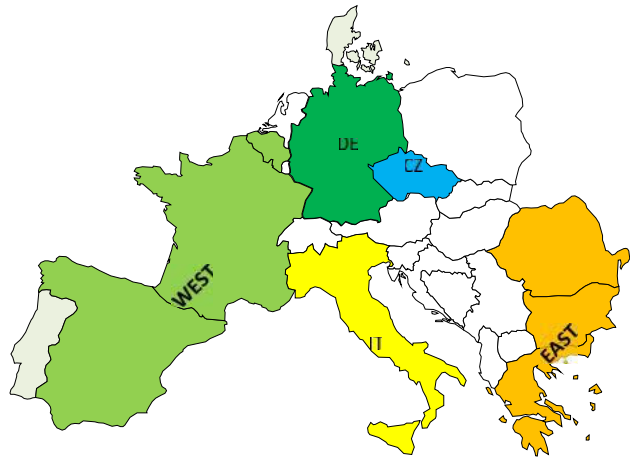


Fig. 13. Geographical overview of countries with high PV production.

TABLE V
Estimated Nominal Capacities Pn for Control Areas [GW].

Area	West	East	IT	CZ	DE
P_{mLOAD}	131	14	45	8.5	70
P_{nBASE}	44 (47)	1	0	3.5	7 (15)
P_{nTERC}	65 (68)	8	19 (22)	3.5	32
P_{nPR_SEC}	24	5	16 (19)	3.5	20 (25)

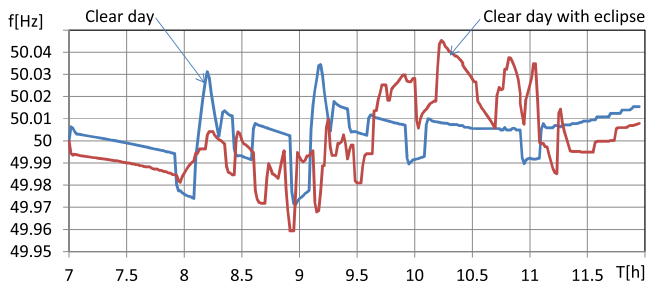


Fig. 14. Time courses of frequency f during clear day without and with eclipse.

were modelled as separate control areas. A quarter hour market interval was considered in Germany

Table V gives an overview of the load and nominal capacities of conventional units. Values in brackets are increased capacities for the case with the eclipse, when power reserves must be higher than for a clear day.

P_{mLOAD} is the mean value of the load during the investigated time from 7:00 to 12:00.

Overall CE interconnection model performances were – load: 356 GW, primary control reserve: 3110 MW, real K-factor: 14650 MW/Hz and the total kinetic energy stored in the rotating mass: 1794 GJ.

Two cases were simulated: clear day without and with the eclipse. Fig. 14 shows the change in frequency over time.

The frequency behaviour was similar to that in the two-area model (in Fig. 9), but the fast frequency changes were somewhat smaller, because of the unit TERC in Germany changed its operating point every 15 minutes due to the shorter market interval.

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

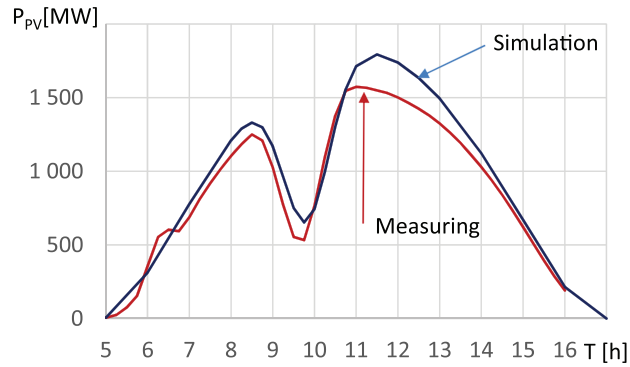


Fig. 15. Estimated PV production and measured value for the Czech Republic.

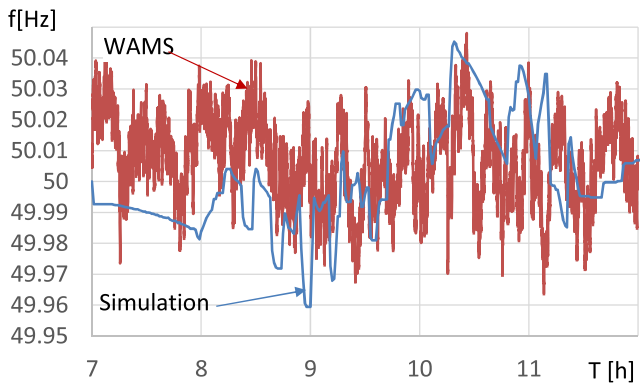


Fig. 16. Comparison of the system frequency simulation and WAMS.

VI. Comparing the Simulation With Reality

Since the March 20, 2015 eclipse already happened, it is possible to compare the simulation results presented in the previous sections with real data (ex-post analysis).

The ex-ante simulation considered the worst-case scenario, that the eclipse would take place on a sunny day. The sun was indeed shining on March 20, 2015 in Southern Germany and Northern Italy (where the concentration of photovoltaics is the greatest of all the Continental Europe) and in the Czech Republic as well. Fig. 15 compares the simulated photovoltaics generation with real data.

It can be seen that there is very good correspondence between the simulation and the real measurement especially in the critical period 10.00–11.00.

Fig. 16 compares the results of the simulation of the six-area model and the real wide area measurement systems (WAMS) data.

There is a good qualitative correlation between the simulation result and real measurement. Of course, there are differences between the smooth simulation and the real noise of the measured frequency. It is caused by the limited number of generator and load power changes in the model unlike the large number of disturbances occurring in the real system. It is important that frequency deviations stay inside the secure limit.

VII. Conclusions

The paper presents the impact of the solar eclipse on the frequency stability of the continental Europe's power system.

A. Ex Ante Conclusions

PV comprise more and more of the power system load in Europe. Network operators and electricity suppliers manage routine changes in the PV production (determined by the day and night alternation and weather – clear or cloudy) thanks to advanced prediction tools and developed market and operational procedures in the unbundled environment of the electricity industry. However, the solar eclipse, which occurred on March 20, 2015, brought about a risk for the frequency stability of the CE synchronous zone. A fast PV generation decrease will happen in the case of a clear day, followed by its fast increase. According to a relatively conservative estimation of the PV generation during the eclipse, the PV power gradients could as much as twice exceed the gradients of the load diagram during the morning peaks and during the drop into night minimum. If such power changes would not be compensated by a sufficient scheduled power delivery and LFC reserves, they may cause large frequency deviations. These deviations may jeopardize secure power system operation. A large part of PV has a risk under-frequency protection (according to [10] even after a retrofit programme, in Germany and Italy nearly 9 GW of the PV installed capacity remains with the risk set at 50.2 Hz). Consequently, there is a risk of large-scale PV switching off, with subsequent under-frequency load shedding.

First, the dependence of PV generation on solar radiation was analyzed and appropriate analytical relationships were derived. Then the dynamic behavior of the power system from the frequency stability point of view was analyzed using several study cases. The results indicated the possible risk and preventive measures (ensuring increased regulation power in both directions). The worst-case scenario (a clear day) during the solar eclipse was considered regardless of its probability. This corresponds with a conservative deterministic approach[1] to the power system security.

Transmission system operators in continental Europe should be aware of risks to frequency stability and should increase at least their primary and secondary control reserves and the availability of quick start units.

B. Ex Post Conclusions

The comparison of the simulation results with real measurement proved the credibility of the used dynamic model and justified its use for frequency stability evaluations. Hence, such a model can be used for a future analysis of the power system frequency behavior.

European transmission system operators, thanks to careful preparation and strong regional and European cooperation, successfully managed the solar eclipse from March 20, 2015. See ENTSO-E website [29] for more information.

Appendix

LFC Model: Fig. 17 shows a simple LFC model.

The LFC model evaluates the area control error ACE. The output from the PI regulator is divided by the participation co-

[1]probability approach to the power system reliability is a subject of the present research and development project GARPUR (http://www.garpur-project.eu)

This article has been accepted for inclusion in a future issue of this journal. Content is final as presented, with the exception of pagination.

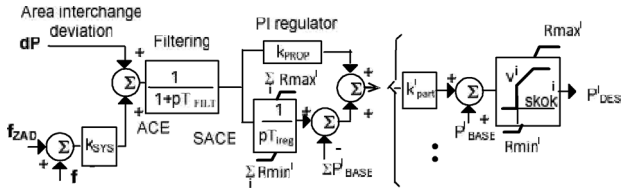


Fig. 17. LFC model block scheme.

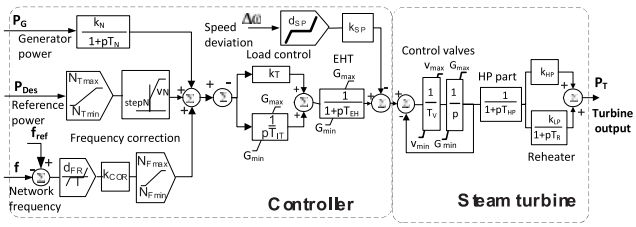


Fig. 18. Turbine model block scheme.

efficients of the controlled units. Outputs from the LFC model P_{Des} create inputs into the turbine model.

Turbine Model: Simple steam turbine model depicted in Fig. 18 was used for long term dynamic. Turbine was modelled by control valves, high pressure part and reheater with constant steam pressure. Reference power is output from the LFC model.

REFERENCES

[1] B. Tamimi, C. Canizares, and K. Bhattacharya, "System stability impact of large-scale and distributed solar photovoltaic generation: The case of Ontario Canada," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 3, pp. 680–688, Jul. 2013.

[2] R. R. Londero, C. de Affonso, and J. P. Abreu Vieira, "Long-term voltage stability analysis of variable speed wind generators," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 439–447, Jan. 2015.

[3] A. Jamehbozorg and G. Radman, "Small signal analysis of power systems with wind and energy storage units," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 1, pp. 298–303, Jan. 2015.

[4] J. Quintero, V. Vittal, G. T. Heydt, and H. Zhang, "The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system MODES of oscillation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 5, pp. 2248–2256, Sep. 2014.

[5] L. Wu and D. G. Infield, "The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system MODES of oscillation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2283–2291, Aug. 2013.

[6] J. C. Boemer *et al.*, "Overview of German grid issues and retrofit of photovoltaic power plants in Germany for the prevention of frequency stability problems," in *Proc. 1st Int. Workshop Integration of Solar Power into Power Systems*, Aarhus, Denmark, 2011.

[7] K. Máslo, J. Kříž, and A. Kasembe, "Impact of distributed generation on grid protection and voltage control," in *Proc. CIRED Workshop Integration of Renewables into the Distribution Grid*, Lisbon, Portugal, 2012.

[8] Solar Eclipse 2015- Impact Analysis, Report prepared by Regional Groups CE and Great Britain, Feb. 2015 [Online]. Available: www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/150219_Solar_Eclipse_Impact_Analysis_Final.pdf

[9] Total Eclipse of the Sun: 2015 March 20 [Online]. Available: http://astro.ukho.gov.uk/eclipse/0112015/

[10] Dispersed Generation Impact on Continental Europe Region Security [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/continental-europe/Pages/default.aspx

[11] G. Notton, C. Cristofari, M. Muselli, and P. Poggi, "Calculation on an hourly basis of solar diffuse radiations from global data for horizontal surfaces in Ajaccio," *Energy Convers. Manage.*, vol. 45 , pp. 2849–2866, 2004.

[12] *Calculation oh Heat Loading of Air-Conditioned Rooms*, ČSN 73 0548-1985 (Czech technical standard).

[13] K. Máslo and M. Pistora, "Long term dynamics modelling of renewable energy sources," in *Proc. IEEE EUROCON Int. Conf. Computer as a Tool*, Lisbon, Portugal, 2011.

[14] K. Vaníček, "Vliv částečného zatmění Slunce dne 11.08.1999 na některé meteorologické prvky na Solární a ozonové observatoři ČHMÚ v Hradci Králové," (in Czech) *Meteorologický Zprav.*, vol. 52, no. 6, pp. 179–181.

[15] M. Antón *et al.*, "Solar irradiance and total ozone over El Arenosillo (Spain) during the solar eclipse of 3," *J. Atmospheric and Solar-Terrestrial Phys.*, vol. 72, no. 2010, pp. 789–793, Oct. 2005.

[16] Definition and Classification of Power System Stability, IEEE/CIGRE Joint Task Force report, 2003, CIGRE TB No. 231.

[17] S. K. Pandey *et al.*, "A literature survey on load-frequency control for conventional and distribution generation power systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 25, no. 2013, pp. 318–334.

[18] Hourly Load Values for all Countries for a Specific Day [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/db-query/consumption/mhlv-all-countries-for-a-specific-day

[19] H. P. Asal, P. Barth, E. Grebe, and D. Quadflieg, "Dynamic system studies of new requirements, strategy for the primary control," in *Proc CIGRE Session*, Paris, France, 1998.

[20] H. Shayeghi, H. A. Shayanfar, and A. Jalili, "Load frequency control strategies: A state-of-the-art survey for the researcher," *Energy Convers. Manage.*, vol. 50, no. 2009, pp. 344–353.

[21] I. Stadler, "Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response," *Utilities Policy*, vol. 16, no. 2008, pp. 90–98.

[22] P. González, J. Villar, C. A. Díaz, and F. A. Campos, "Joint energy and reserve markets: Current implementations and modeling trends," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 109, pp. 101–111, 2014.

[23] E. Koliou *et al.*, "Demand response in liberalized electricity markets: Analysis of aggregated load participation in the German balancing mechanism," *Energy*, vol. 71, no. 2014, pp. 245–254.

[24] ENTSO-E Network Code on Requirements for Grid Connection Applicable to All Generators [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/

[25] K. Máslo, "The general purpose network simulator MODES," in *Proc. 4th Int. Workshop EPSCC*, Rethymno, Greece, 1997.

[26] K. Máslo and P. Neuman, "Power system and power plant dynamic simulation," in *Proc. 15th IFAC World Congr.*, Beijing, China, 1999, vol. O, pp. 179–184.

[27] A. Borghetti, M. Paolone, K. Maslo, I. Petružela, and S. Spelta, "Steam unit and gas turbine power station reliable control for network black-start-up," in *Proc. IEEE PowerTech*, Bologna, Italy, 2003.

[28] K. Máslo, "Distance protection model for network simulators," in *Proc. 14th IEEE Conf. MELECON*, Ajaccio, France, 2008.

[29] ENTSOE, Solar Eclipse: Europe's TSOs Teamed Up Successfully [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/solar-eclipse-europes-tsos-teamed-up-successfully.aspx

Karel Máslo (M'08) is a graduate of the Czech Technical University, Prague, where he received Dipl. Ing. and Ph.D. degrees in 1980 and 1985, respectively.

As a university lecturer and researcher, he specialized in electromechanical transients and dynamic simulation. He cooperated the Study for the Connection of the Czechoslovak network to the UCPTE, focusing on issues of primary and secondary control. From 1992–1999, he worked at ČEZ (an energy company) in the area of dynamic stability. In 1999 he joined the Czech TSO – ČEPS where he currently works as the head of the transmission system analysis team. He is the author of the MODES network simulator and deals with transmission system operational security.

Frequency stability modelling of the future continental Europe power system

Karel Máslo[1], Andrew Kasembe[1], Silvia Moroni[2], Rui Pestana[3]

[1]*Transmission System Analysis Dpt., ČEPS, a.s.*
Prague, Czech Republic
maslo@ceps.cz

[2] *Terna Rete Italia S.p.A,*
Milan, Italy.

[3] *REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.*
Sacavém, Portugal

***Abstract* — this paper deals with dynamic simulation focused on frequency stability of the future European power system.**

***Index Terms* – Continental Europe (CE), frequency stability, inertia, primary frequency control, Renewable energy sources (RES)**

I. Introduction

According to ENTSO-E definition a frequency stability means the ability of the transmission system to maintain stable frequency in N-situation and after being subjected to a disturbance. The main support to the power system frequency stability is given by a system inertia and primary frequency control. A large share of RES will require new control capabilities or ancillary services, e.g. primary frequency control or inertial control. These new requirements are mentioned in the Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators [1] as the so called Frequency Sensitive Mode and Synthetic Inertia facility.

Analysis of the frequency stability was one part of the operational analysis carried out in the framework of the e-Highway 2050 project [2]. The e-Highway2050 project was aimed at developing a methodology to support the planning of the Pan-European Transmission Network. It resulted in a modular development plan for possible electricity highways and options for a complete pan-European grid architecture, based on various future power system scenarios [3].

This paper is a follow-up to previous ones [4] and [5], which dealt with system modeling and frequency stability. It also deals with frequency stability as the paper [4], but uses a much simpler single-node model of the future European power system. A similar approach to frequency stability analysis is also used by the ENTSO-E Working Group (e.g. [6]). The approach has an advantage in simple modelling (without data availability and confidentiality problems) and is suitable for use for teaching and research purposes at universities.

II. e-Highway 2050 scenarios

e-Highway 2050 project defines five extreme but realistic scenarios for future power system development. Four of these scenarios envisage a large share of renewable energy sources (centralized or decentralized) while three of them rely on large power interchanges (CE internal or external). For each scenario two typical seasonal regimes (summer low and winter peak) are investigated by load flow (steady state) and dynamic calculations.

The summer low period (SL) is characterized by a high infeed of renewable energy sources and thus a low share of conventional generation. The winter peak is characterized by a very high load and small share photovoltaic sources.

We focus on one of the scenarios that consider a high share of centralized RES in this paper. This scenario is called 100% RES (abbreviated X7) and it is symbolically depicted in Figure 1.

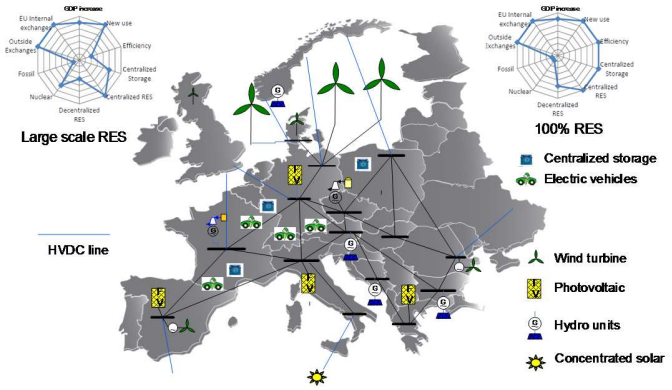


Figure 1. Symbolic overview of the Large scale and 100% RES (X7) scenarios

The radar graph describes different metrics like generation, demand and power exchange within and outside CE. Moreover the figure presents future network architecture with huge centralized RES and extensive installation of HVDC links (blue lines) and centralised storage.

An overview of the scenarios X7 is shown in TABLE I.

TABLE I Total values for Continetal Europe in GW [7]

Scenario	Load	Generation	Import	Shortcut
100% RES Winter peak	510	412	98	X7WP
100% RES Summer low	413	401	12	X7SL

III. CE dynamic model

Different models can be used to calculate the frequency stability of the CE synchronous zone depending on complexity, from the most detailed (such the Dynamic Study Model from [8]) through simplified (a reduced dynamic model used in [4]) to the simplest single-node model used in this paper or in the paper [9].

The single-node model does not require any network data because loads, sources, or other components are connected to one node and the system model can be characterised by only a few aggregated parameters. These parameters are in Table II.

TABLE II SYSTEM CHARACTERISTCS FOR SUMMER AND WINTER CASES

Scenario	Generation [MW]			Inertia [GJ]	K-factor MW/Hz
	Synchronous	Wind	Photovoltaic		
X7SL	179143	53732	142019	1142	18751
X7WP	300686	106811	0	1845	30364

Total kinetic energy stored in rotating masses is defined as inertia, such as the rotor of an alternator, defined by the formula:

$$Inertia = \sum_{i=1}^{Ngen} H_i S_{ni} \quad (1)$$

where H is the inertia constant (from TABLE IV) and S_n is the generator apparent nominal power. The network acceleration time constant T_N is defined according to [10]:

$$T_N = \frac{\sum_{i=1}^{Ngen} T_{Ai} S_{ni}}{P_{LOAD}} = \frac{2 * Inertia}{P_{LOAD}} \quad (2)$$

T_A is the acceleration time constant and P_{LOAD} is system load.

K-factor corresponds to a minimum network power frequency characteristic of primary control defined in [11]:

$$K - factor = \frac{1}{50} \sum_{i=1}^{Ngen} \frac{P_{nti}}{R_i} \quad (3)$$

where R is speed droop (from in the Appendix) and P_{nt} is the turbine nominal power.

Simple steam turbine model TGOV1 (Figure 6 in the Appendix) was used for synchronous generation. A more complex dynamic model of the wind turbine with permanent magnet generator and full power converter was used for wind farms (Figure 7 in the Appendix). This model enables different frequency mode functions depending on block parameter settings (see TABLE IV).

The self-regulation of the load is assumed K_L=1%/Hz (in accordance with [11]). Possible frequency control on HVDC is simply modelled by a gain K_H. In the single-node model the frequency deviation Δf (in per unit) can be calculated by equation:

$$T_A \frac{d\Delta f}{dt} \equiv P_{MECH} + (P_0 + \Delta P) + (P_W - P_{W0}) - (K_L + K_H)\Delta f \quad (4)$$

where the first term on the right side is output from the simple steam turbine model (Figure 6), P_0 is initial synchronous generator power, ΔP is a power unbalance (due to generation or load outage), P_W is output of the wind farms model (Figure 7) and the last term combines the load self-regulation effect and HVDC regulation. All powers, K_L and K_H are per unit values related to the synchronous generator apparent power.

IV. SIMULATION RESULTS AND DISCUSSION

Two simulation cases are presented in this paper:

A. 2750 MW wind farm outage in X7SL scenario, alternatively with a frequency control on wind farms,

B. 4503 MW HVDC outage between France and Great Britain in X7WP scenario, alternatively with a frequency control on HVDC links.

The MODES software ([12]) was used for simulations.

A. *Outage of wind farm in North see (in the summer low load)*

The following figure depicts main features of this scenario. Since the import from the outside of CE is small, there are no significant power interchanges from North Africa and North Sea.

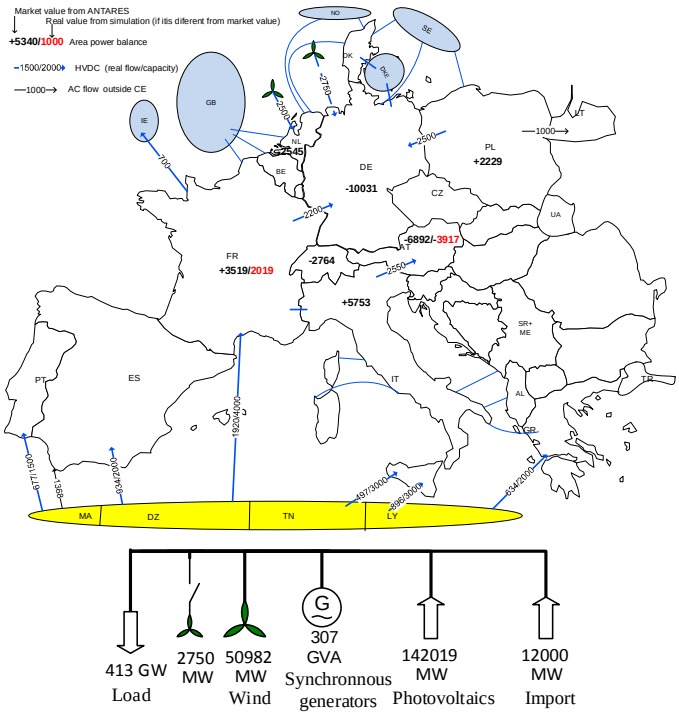


Figure 2. Overview of the X7SL scenario and corresponding single – node model

Figure 3 shows results of simulation. After generation outage frequency deviation does not exceed -200 mHz.

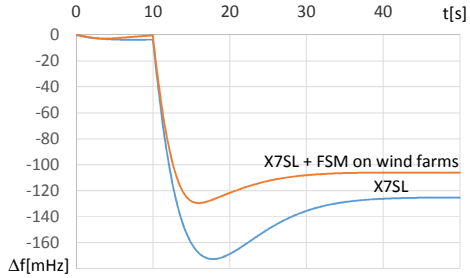


Figure 3. Frequency deviations for 2750 MW outage in North Sea in X7SL

Two control modes are considered for the wind generation:

- without a frequency control (the blue waveform in Figure 3) – pitch angle control switches are in ON position,
- with the frequency sensitive mode (the red waveform in Figure 3) – pitch angle control switches are in SPEED position in Figure 7.

The K-factor is slightly higher with the frequency control on wind turbines and therefore the steady state frequency deviation is smaller.

Noting that there is a permanent frequency deviation which would be removed by a load frequency control in a real system and therefore it was not considered in the single-node model.

B. *Outage of HVDC between FR and GB (in the winter peak)*

Opposite to summer low, the import towards CE is very high in winter peak and a risk for a sudden occurrence of a large power deficit is much greater than in the summer low scenario.

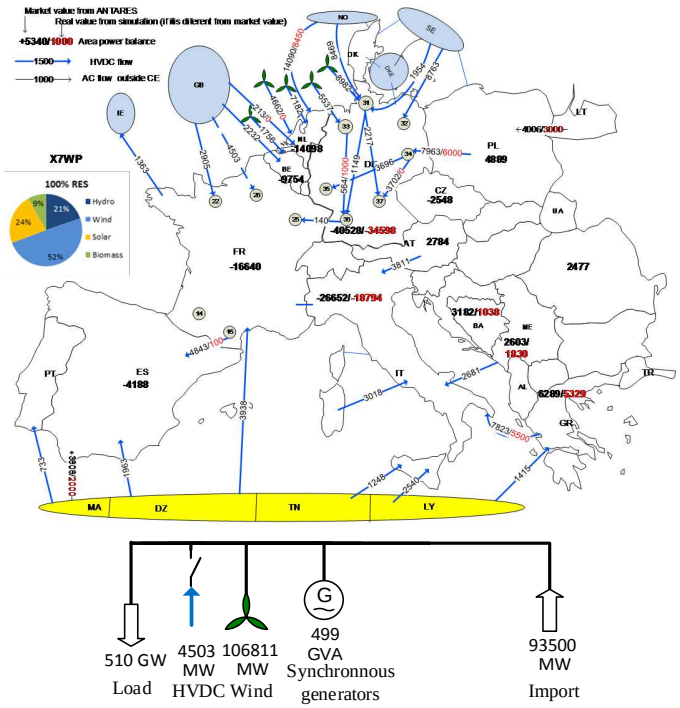


Figure 4. Overview of the X7WP scenario

Figure 5 shows the frequency deviations after the outage of HVDC link that imports electricity from Great Britain to France.

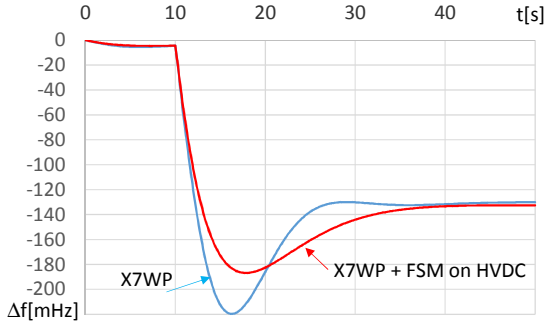


Figure 5. Frequency deviation for 4503 MW HVDC link outage in X7WP

The system is stable, but the frequency deviation exceeds limit for normal operation -200 mHz.

According to the network code [13] , HVDC links shall be capable of frequency control. The influence of such control can be tested via the single-node model. The red waveform in Figure 5 shows the frequency deviation when using the frequency sensitivity mode with gain K_H= 5%/Hz on all HVDC links (assuming that the import is done by HVDC links). The frequency deviation stays in limit for normal operation now.

It is noteworthy that the frequency is stabilised, but deviation still remains. That should be removed by the load frequency control that was not considered in the model.

In further development and research work it will be possible to test larger outages, other ways of frequency control (e.g. with a synthetic inertia), or even under-frequency load shedding schemes.

V. Conclusions

The paper focuses on frequency stability calculations for future 2050 pan European transmission system. A simple single-node dynamic model was developed for selected scenarios from the e-Highway2050 project. Two cases of large power unbalances were evaluated. The primary frequency control on conventional units with synchronous generators and the so called frequency sensitive mode on wind power modules and HVDC links were considered.

The single-node model is more affordable to create and its results are simply to interpret. Therefore it is suitable for teaching and researching the power system dynamics from frequency stability point of view. For example, it is easy to determine the influence of inertia of the system, the different modes of frequency control, load values or even under-frequency load shedding on the maintenance of frequency and the power balance.

References

[1] Commission regulation (EU), ” 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators,” [Online]. Available: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001

[2] e-Highway 2050 Deliverable 4.1, “Operational validation of the grid reinforcements by 2050”, [Online]. Available: http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D4.1_Operational_validation_of_the_grid_reinforcements_by_2050.pdf

[3] e-Highway 2050 Deliverable 2.1, “Data Sets of Scenarios developed for 2050”, [Online]. Available: http://www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/D2_1_Data_sets_of_scenarios_for_2050_20072015.pdf

[4] A. Kasembe, K. Maslo, S. Moroni, R. Pestana, “Frequency stability of the future continental Europe power system“, *in Proc. 18th Mediterranean Electrotechnical Conference*, MELECON 2016

[5] K. Máslo, R. Pestana, K. Strunz, S. Moroni, P. Centeno, “Innovative grid and generation technologies for future European power,” *in Proc. 12th Int. Conference on the European Energy Market*, EEM 2015

[6] ENTSO-E, “Dispersed generation impact on CE region security - dynamic study,” SPD report, 2014, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/141113_Dispersed_Generation_Impact_on_Continental_Europe_Region_Security.pdf

[7] e-Highway2050 deliverable 2.4, “Contingency analyses for candidate grid architectures for 2050“

[8] A. Semerow, S. Hhn, M. Luther, W. Sattinger, H. Abildgaard, A.D. Garcia, and G. Giannuzzi, “Dynamic study model for the interconnected power system of continental europe in different simulation tools,” *in Proc. IEEE PowerTech*, 2015

[9] P. Asal, P. Barth, E. Grebe, D. Quadflieg, “Dynamic System Studies of new Requirements and Strategy for the Primary Control in the UCPTE/CENTREL Power System,“ in *Proc. CIGRE Session*, 1998

[10] RG-CE SPD SG, “Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe“, ENTSO-E report, March 2016

[11] UCTE OH – Policy 1, “Load-Frequency Control“, March 2009

[12] K. Máslo, M. Kolcun, “Simulation engine for dispatcher training and engineering network simulators, “ in *Proc. IFAC CIGRE/CIRED Workshop on Control of Transmission and Distribution Smart Grids*, CTDSG 2016

[13] Network Code on High Voltage Direct Current Connections network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules

[14] ENTSO-E SPD SG, “Documentation on controller tests in test grid configuration“, 2013

APPENDIX: DATA FOR DYNAMIC MODELS

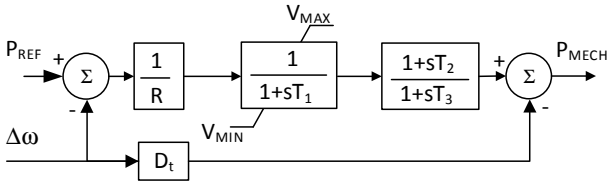


Figure 6: Block scheme of the TGOV1 turbine model

TABLE III LIST OF PARAMETERS FOR TGOV TURBINE MODEL AND FOR GENERATOR MODEL

Parameters	R	T_1	T_2	T_3	v_{MIN}	v_{MAX}	D_t
TGOV model	0.279	0.5	3	10	0	1	0

	Ta=2H
Generator	7.4

Meaning of parameters is described in [14].

Model of wind turbine with full power converter used for wind farms simulation is depicted in Figure 7 .

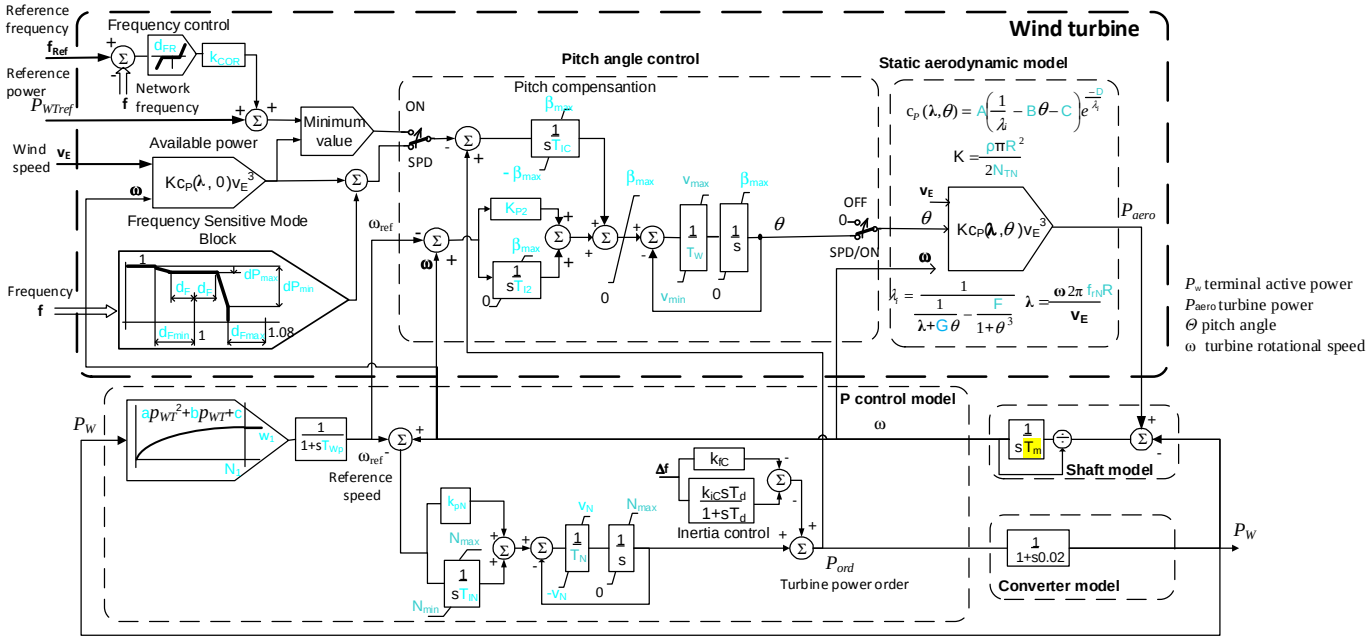


Figure 7: Simplified model of wind turbine with Permanent Magnet Generator and Full Power Converter

TABLE IV PARAMETER SETTINGS OF WIND TURBINE MODEL FOR DIFFERENT FREQUENCY CONTROL MODES

Parameters	dP_{min}	d_F	d_{Fmin}	d_{Fmax}	dP_{max}
FSM	$2\Delta P_1/P_{ref}$	0	0.08-Δf_1	Δf_1	$\Delta P_1/P_{ref}$
LFSM-O	1	Δf_1	0	0.08-Δf_1-100/s_2	0
LFSM-U	0	Δf_1	100 dP_{max}/s_2-Δf_1	0	$\Delta P_1/P_{ref}$

FSM: Frequency Sensitive Mode, LFSM-O/U: limited frequency sensitive mode – under-frequency/over-frequency.

TABLE V LIST OF PARAMETERS FOR WIND TURBINE MODEL

N_1	w_1	T_{IN}	T_W	T_N	T_D	k_{pN}	k_{COR}	k_{IC}	a	b	c	v_N	dP_{min}	d_{Fr}	d_F	d_{Fmin}	d_{Fmax}	dP_{max}
1	1.47	0.6	50	0.05	0.05	6		0	-0.75	1.59	0.63	0.45	0.95	0	0.0	0.004	0.004	0.025

Parameter K_{fC} is calculated automatically in dependency on wind turbine frequency control.

βmax(°)	Kp2	TIC(s)	TI2(s)	V_{min}(°/s)	V_{max}(°/s)
27	150	0.2	0	-10	10

T_{Wp} (s)	A	B	C	D	G	F	ρ (kg/m^3)	N_{min}	N_{max}	R (m)	v_{En} (m/s)	f_m (Hz)
0.3	80	0.00384	0.065	18.4	-0.02	-0.003	1.225	0	1.11	50	12.5	0.263

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

Mitigation Measures for Photovoltaics Retrofit

Karel Máslo, *Member, IEEE*, Andrew Kasembe, *Member, IEEE*

***Abstract* – An increased penetration of distributed energy sources (RES) in Europe causes challenges in the power system operation. One of these is the so called 50.2 Hz issue -a threat to frequency stability due to disconnection of a large amount of distributed sources especially photovoltaic modules at the same time. This paper analyzes the frequency stability of the continental Europe synchronous area from the above perspective using two dynamic models: single-node and multi-node. The influence of the system parameters (such as inertia and load) is demonstrated using the single-node model. The influence of local and inter-area frequency oscillations on RES disconnections is analyzed using the multi-node model.**

***Index Terms* – Continental Europe (CE), Photovoltaics (PV), Frequency stability, 50.2 Hz issue**

I. Introduction

Paper deals with the frequency stability of the continental Europe synchronous area with a large share of renewable energy sources (RES) especially photovoltaic.

The so called 50.2 Hz issue (the risk related to the disconnection of a large portion of PV panels in the continental Europe synchronous area in the case of over – frequency at 50.2 Hz, which is very close to the nominal frequency) was first published in 2011 ([1] and [2]). The threshold of 50.2 Hz was based on an old standard DIN VDE [3], which demands the disconnection of dispersed generation within 200 ms if the frequency is higher than 50.2 Hz. This requirement was set for staff safety during an unintentional islanding of the distribution system. However, once PV generation grown to comprise a large portion of the generation mix in some countries, this setting could jeopardize the security of the power system. Therefore, the standards for the connection of RES had to be revised and the present European network code for grid connection of generators [4] requires power-generating modules with maximum capacity of 0.8 kW and more to be capable of remaining connected to the network and operating within the 49-51 Hz range for an unlimited period of time.

A PV retrofit was mentioned in [2]. It was recommended that all PV systems in Germany, which begun operation after 1.9.2005 and that are larger than 10 kW_p should be retrofitted [5]. Three options for replacement of the original over-frequency protection settings were proposed; two with continuous power decreasing with 40%/Hz gradient. The third option was to change the unique value 50.2 Hz to stochastically distributed values.

ENTSO-E published a study [6] with a proposal of a Pan European retrofit program. The dynamic simulation on a simple single-node model of the CE synchronous zone showed, that the maximum admissible non-retrofitted generation disconnecting at 50.2 Hz should not exceed 4500 MW infeed (around 6000 MW of installed capacity) for the whole synchronous area. This non-retrofitted infeed limit is shared among countries in proportion to the capacity at risk. For example the Czech Republic gets a share of 257 MW of non-retrofitted infeed limit from the 1002 MW installed capacity at risk for 50.2 Hz. The current legal framework in the Czech Republic does not empower the transmission system operator to require and enforce PV owners to retrofit their equipment. That is only possible by an amendment of the current energy legislation which from past experience is quite a difficult and long process.

This paper analyzes the influence of different assumptions (system inertia and system load) on frequency stability in order to explore how changes in input parameters can substantially influence the results. This analysis does not, in any way, either replace or challenge the indisputable results of the ENTSO-E study [6] which is the basis of the already on-going PV retrofit program in Europe. The aim is to provide a comparable analysis with different input assumptions.

An alternative temporary corrective measure to mitigate the risk of critical impact due to the 50.2 Hz issue is also presented. This measure can also be seen as complementary to the retrofit program in the Czech Republic. It provides additional reserve power, when the frequency deviation exceeds ±200 mHz in order to prevent it from further increasing towards the other critical values. This special control mode was originally intended for island operation of network parts (after separation from the rest of the synchronous zone), but can also be used as the corrective measure when the frequency drops or increases in synchronous zone.

This paper is organized as follows: in Section II two dynamic models are described. Section III presents the simulation results. Conclusions are summarized in Section IV. Two appendices analyze the power system characteristic in the steady and the mid-term dynamic states from the frequency behavior point of view.

II. Dynamic Models Description

Two models were used for the frequency stability calculation of the continental Europe (CE) synchronous area. The first one is a single-node model, similar to the one used in the study [6]. The second one is a more complex multi-node model, which considered interarea oscillations.

Both models were created in the network simulator MODES ([7]-[9]).

The authors are with Brno University of Technology and Czech Technical University of Prague

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

A. *Single-node model*

The single – node model is shown in Fig. 1.

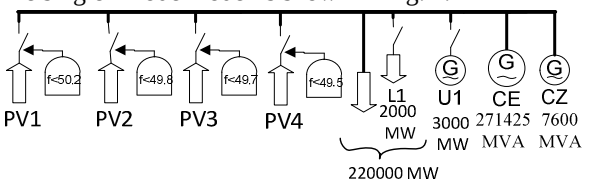


Fig. 1. One-line diagram of the single-node model

The model consists of four PV infeeds with different frequency protection settings (according to different national regulations and standards), a total load of 220 GW (with self - regulation effect 2 %/Hz) and three generators that provide the system inertia and frequency control. The generator U1 is used for a unit outage simulation, the generator CZ demonstrates a special speed control mode and the generator CE represents the rest of the continental Europe synchronous area. There is a single frequency in this model. This frequency is controlled by primary frequency control. The primary frequency control implemented in the turbine model was based on the mid-term model (from [10]) depicted in Fig. 2. Boiler dynamics were disregarded, because boiler time constants are much longer than the simulation time.

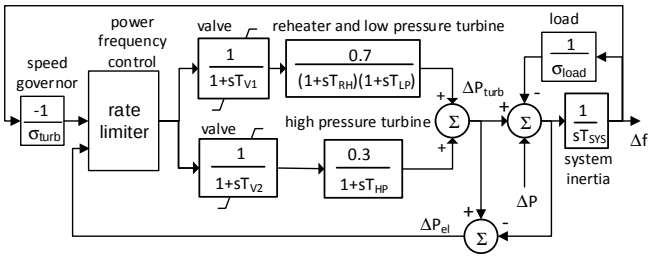


Fig. 2. Mid-term model of power system (adjusted according to [10])

The model above respects the fundamental characteristics of the primary frequency control in the continental Europe synchronous area (specified in [11]): the primary control reserve (PCR - the CE overall value is 3000 MW) must be fully activated in response to a frequency deviation ±200 mHz no later than 30 seconds. Parameters of the model is in Table I.

TABLE I
TURBINE AND GOVERNOR MODEL PARAMETERS

σ_{turb}	Rate	T_{V1}=T_{V2}	T_{RH}	T_{LP}	T_{HP}	T_{sys}	PCR_{max}	σ_{speed}
31 %	4 %/min	0.1 s	7 s	0.5 s	0.2 s	5 s	1.25%	5 %

The unit CZ has besides the above mentioned primary frequency control mode a special speed operation mode. The unit is automatically switched over from primary control mode to proportional speed control mode when frequency deviation exceeds ±200 mHz (this solution was implemented as one condition for connection to the UCTE in 1995). Fig. 3 shows both control modes.

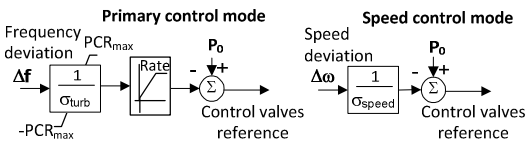


Fig. 3. Block schemes of the turbine control modes

The turbine response to a frequency deviation is limited both in size and speed in the primary control mode. Moreover the response is weak due to a small gain ($1/\sigma_{turb}$) – only a small part of turbines contributes to primary frequency control. Unlike the primary control, the turbine response to a speed deviation is not limited in the speed control and the gain ($1/\sigma_{speed}$) is large – all large units participate in the speed control. This control mode is described in detail in [12] and [13].

The created dynamic model with parameters from Table I was verified by comparing the frequency response after the reference outage of 3000 MW with the same case 2b from the study [6]. The switching to the speed control is blocked on the unit CZ. The comparison is in Fig. 4 (blue line is the original waveform from [6] and the dashed line is the simulation result on the single-node model). The figure shows that the initial rate of change of deviation frequency and the maximum deviation correspond and the dynamic model is credible.

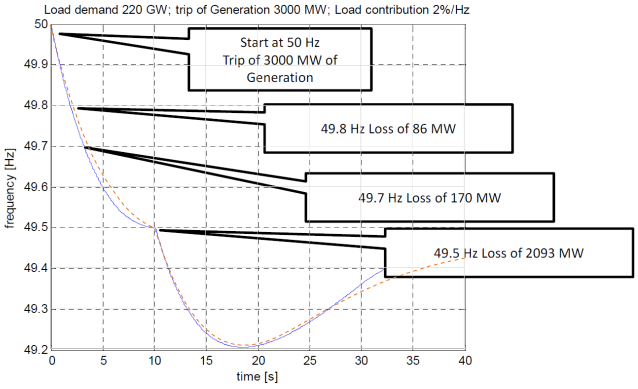


Fig. 4. Comparison of simulations

B. *Multi-node model*

The multi-node model was derived from real data of the synchronous area CE from 27 August 2016 (a day with low load and high PV generation: approximately 1.5 GW in the Czech Republic and 24 GW in Germany). The data consists of 8145 nodes, 11773 lines, 1639 transformers, 305 generators and 21 control areas. Each control area of the CE region was reduced into one so called hub node (with concentrated load and generation) and several border nodes (including terminals of HVDC lines outside of the continental area). A scheme of the multi-node model is depicted in Fig. 5.

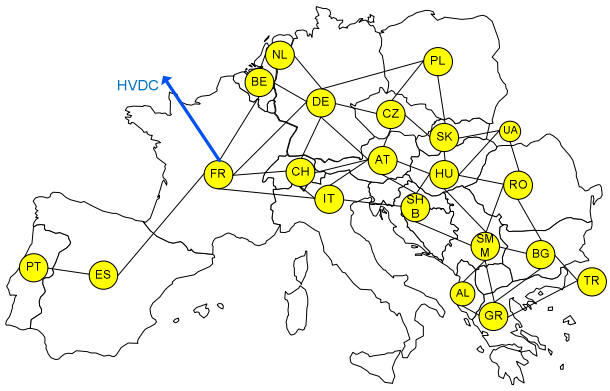


Fig. 5. Simplified scheme of the multi-node model

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

Overall characteristics of the multi-node model have been adapted to the previous single-node model. The total load was modified to value 217 GW and the installed capacity to 280 GVA. The self -regulation effect of load, the summary value of system inertia and frequency control performance were the same. The difference is that the frequency is not the same on all nodes due to interarea oscillations. These interarea oscillations superimposed on the mean frequency value are seen in Fig. 6 for a case of 2 GW load outage.

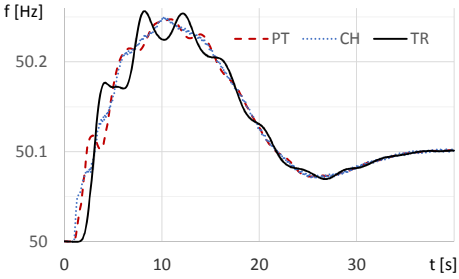


Fig. 6. Frequency waveforms after loss of load 2000 MW (HVDC in FR)

When we compare the simulated waveforms with the WAMS frequency recordings (reproduced in Fig. 19), we find that there is a substantial difference between the model and the real system. The maximum and steady state frequency deviations are 250 and 100 mHz compared to 80 and 60 mHz in the real system.

III. Results of Simulation

A. *Single-node model*

Three cases were simulated for over-frequency:

A. case corresponding to the case 1b from the study [6] with the primary control only,
B. same as the previous case, but with the speed control on the unit CZ activated,
C. same as the previous case, but the PV infeed switched-off at 50.2 Hz is increased by 900 to 5400 MW.

Four cases were simulated for under-frequency:

D. case corresponding to the case 2b from the study [6] with the primary control only,
E. same as the previous case, but with the speed control on the unit CZ activated,
F. same as the previous case, but the size of the PV switched-off at 49.8 Hz is increased by 900 to 986 MW,
G. increased load 280 GW and inertia T_{sys}=6.6 s.

Table II summarizes PV infeeds for individual cases.

TABLE II
OVERVIEW OF PV INFEEDS DISCONNECTED BY FREQUENCY PROTECTIONS

Unit	PV1	PV2	PV3	PV4
	f>50.2 Hz	f<49.8 Hz	f<49.7 Hz	f<49.5 Hz
A+B	4500	142		
C	**5400**	142	233	
D		86	170	2093
E		86	170	
F		**986**	170	2093
G		**2086**	**3170**	**3093**

The cases C and F demonstrate the possibility of increasing the size of non-retrofitted PV due to speed control activation. Fig. 7 and Fig. 8 compare simulation results. The over frequency cases started at 50.1 Hz and the load 2 GW was disconnected at t=0 s. Initial frequency value is an assumption, that frequency can be between 50.05 - 50.1 Hz during normal operation. The comparison of the cases A and B shows that switching to the speed control decreases the frequency drop. It also allows to increase the PV volume disconnected at 50.2 Hz by 900 MW without reaching the critical limit of 49.5 Hz (for the disconnection other PV infeed) in the case C.

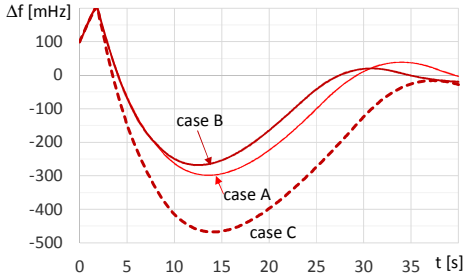


Fig. 7. Frequency waveforms for the over - frequency after loss of load 2 GW

The under-frequency cases started at 50 Hz and 3 GW of generation was disconnected at t=0 s. The comparison of the cases D and E shows that switching to the speed control decreased the frequency drop significantly and thus prevented the disconnection of PV infeed with the critical frequency of 49.5 Hz. It enables increased PV volume disconnected at 49.8 Hz by 900 MW without reaching the critical limit of 49.1 Hz (for the under frequency load shedding) in the case F.

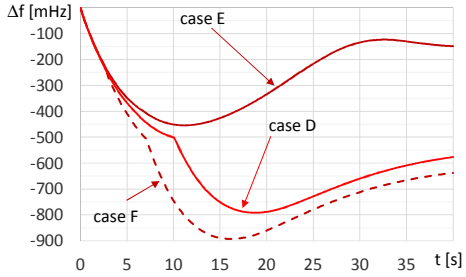


Fig. 8. Frequency waveforms after trip of generation 3 GW

Appendix I. explains the frequency deviation in dependence on the power imbalance by a steady state analysis.

The last case G considers different system load and system inertia. Fig. 9 shows the total load in CE on a summer weekend day with high PV generation (1.5 GW in the Czech Republic and 24 GW in Germany) in August, which is the month with a low demand (data provided by ENTSO-E [14]).

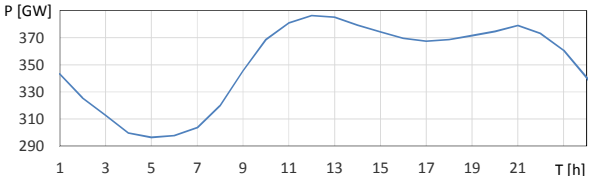


Fig. 9. Hourly load diagram in CE synchronous area from 27.8.2016

It is seen that the 220 GW level is not reached. The load value of 350 GW (corresponding to nine o'clock) is therefore used instead of the low value 220 GW.

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

Similarly the inertia time constant T_{sys} = 5 s was also harmonized to the value which is more common. During normal operation this constant is around 10 s (a more detailed analysis of the system inertia is in Appendix II). Therefore, for the purpose of the sensitivity analysis, T_{sys} = 6.6 s was used for the alternative dynamic simulation in the case G. The simulation result is illustrated in Fig. 10.

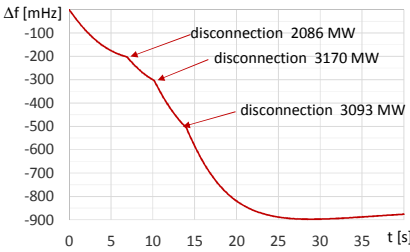


Fig. 10. Frequency waveforms after trip of generation 3 GW –case G

The frequency remained above the critical limit 49.1 Hz after increasing the volume of the disconnected PV to 6 GW. It is worth mentioning that the vast majority of CE countries have the first stage of automatic under frequency shedding set at 49 Hz and instead of 49.1 Hz (see e.g. [15]-[17]).

With harmonized input assumptions the simulation results show that the volume of PV units that require retrofit differs from the one considered in the study [6].

B. *Multi-node model*

The over frequency case was considered for the multi-node model. PV infeeds were modelled by individual modules that were distributed into nodes according to Table III.

TABLE III
PV MODULES OVERVIEW

Control area	BE	CZ	DE	FR	PT	SK
Installed capacity [MW]	1340	1002	14500	2286	986	512
Number of modules	3	1	10	5	2	1

These values correspond to the installed capacity of PV with the over frequency setting 50.2 Hz (taken from the study [6]). Time delay for the PV disconnection was set to 200 ms for all PV modules except the modules in France with the time delay 100 ms. The PV infeed was derived by multiplying the installed power by coincidence factor 75 %.

Fig. 11 shows frequency responses after the disconnection 2 GW (HVDC transmission from France to Great Britain).

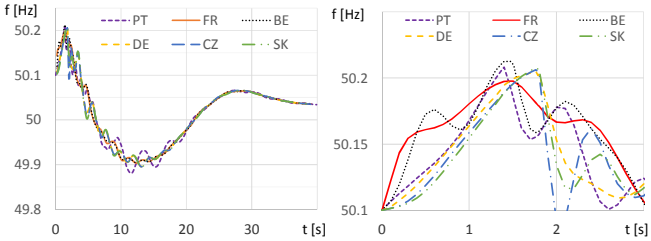


Fig. 11. Frequency waveforms after loss of load 2 GW in France

Although the PV infeed is much greater than in the single-node model (13527 MW versus 5400 MW), the frequency recovered near nominal value. It was due to the fact that only seven PV modules (with the infeed of 3543 MW) were disconnected by over-frequency protections (two modules in BE, one module in CZ, DE and SK and two modules in PT). The disconnection was influenced by local and inter area frequency oscillations, that were evaluated by fast frequency relays (it is not technically possible to filter these oscillations if the frequency relay must operate in a very short time - without intentional delay).

Roughly speaking, due to local frequency oscillations and fast frequency relays, as many modules are disconnected as needed to restore the power balance. We will try to prove this hypothesis in another case – a disconnection of AC submarine cables between Spain and Morocco. This interconnection has an emergency capacity 900 MW (see e.g. [18] for more information), but for the purpose of comparison with the previous case the modelled transmission power was increased to 2 GW in the model. Fig. 12 shows frequency responses after the transmission disconnection.

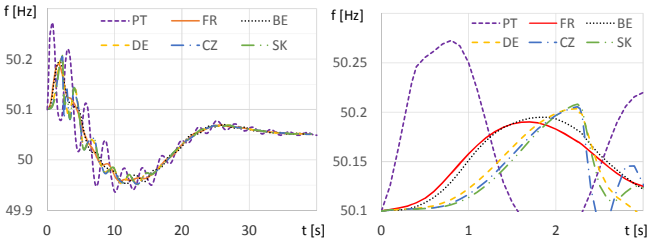


Fig. 12. Frequency waveforms after loss of load 2 GW in Spain

The mean frequency is similar to the previous case. The interarea oscillations, however, are different. They started in Portugal (PT) and then spread eastward to the Czech Republic (CZ) and Slovakia (SK). Only five modules with the infeed of 2873 MW were disconnected by over-frequency protections (two modules in PT, one module in CZ, DE and SK). This experimental case confirmed the hypothesis that the over-frequency protections disconnect a limited number of modules so as to restore the power balance in the interconnection.

IV. CONCLUSIONS

This paper presents frequency stability analysis using two different dynamic models. The influence of system parameters on the frequency deviation response to a power imbalance is demonstrated on the single-node model. The paper shows a special turbine control mode applied in the Czech Republic, which can be considered as a corrective measure (preventing frequency increase) until the PV retrofit will be completed. The use of this control mode significantly reduces the risk of PV disconnections by frequency protections.

Moreover, using the more complex multi-node dynamic model the paper proved, that in the case of over-frequency, protections disconnect as many PV infeeds as is necessary to restore power balance in the synchronous area.

However, this is not valid for the under-frequency, when PV modules disconnection worsens power balance and can actually lead to under-frequency load shedding.

The intention of the paper is not replace nor challenge the results of the ENTSO-E study which is the basis of the PV retrofit program in Europe. The aim is to provide a comparable analysis with different assumptions.

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

APPENDIX I

The basic behaviour of the power system in the steady-state can be explained by the static characteristic – dependency of generated and consumed power increment ΔP on frequency deviation Δf.

The generation power increment ΔP_G is determined especially by the primary frequency control, which has two basic parameters (defined in the UCTE Policy [11]): the overall primary control reserve (PCR) is agreed to be 3000 MW (it corresponds to the size of so called reference incident 3000 MW) and the full activation of PCR defined as ±200 mHz from the nominal frequency. It means that the minimum network power frequency characteristic of primary control is 15000 MW/Hz.

The consumption power increment ΔP_L is determined by the self-regulation of the load, which is assumed 1%/Hz (according to [11]). The resulting steady-state power-frequency characteristics are depicted in the following figure. The total load was considered 300 GW for simplicity.

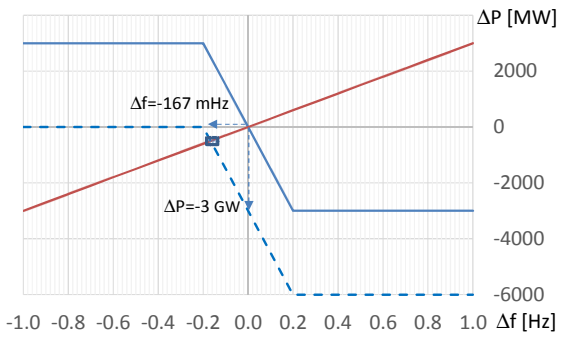


Fig. 13. Basic steady-state power-frequency characteristics of the CE synchronous area

The characteristic ΔP_L (red line) crosses ΔP_G (blue line) in the coordinate origin for the nominal frequency. When a generation outage occurs, the ΔP_G characteristic moves down and crosses in the new steady state frequency deviation, which occurs after the primary frequency process is finished (up to 30 seconds according to the standard A-S2.3.defined in [11]). This frequency deviation is -167 mHz for the reference outage 3000 MW.

According to the standard B –S7 from the ENTSO-E Policy [17] transmission system operators are allowed in case of frequency deviations higher than 200 mHz lasting more than one minute to activate additional reserves in order to speed up the stabilisation of the system. It is possible for example by activating tertiary and/or secondary reserves.

This remedial measure is implemented in the defence plan in the Czech Republic as follows: in case of frequency deviation larger than ±200 mHz, all conventional units with the nominal capacity more than 50 MW are switched from the power control to the speed control mode. Then they are able to supply additional reserve power. This measure could significantly reduce the risk of reaching the critical frequency level 49.5 Hz (under frequency disconnection settings for older PV installations).

The following figures present the influence of this turbine control switching (with the activation of extra reserve power) on the frequency deviation in case of the reference outage 3000 MW followed by an additional outage 2350 MW (this corresponds to the non-retrofitted PV infeed limit for under-frequency from the study [6]). The self-regulation of the load is considered 2%/Hz (according to [6]).

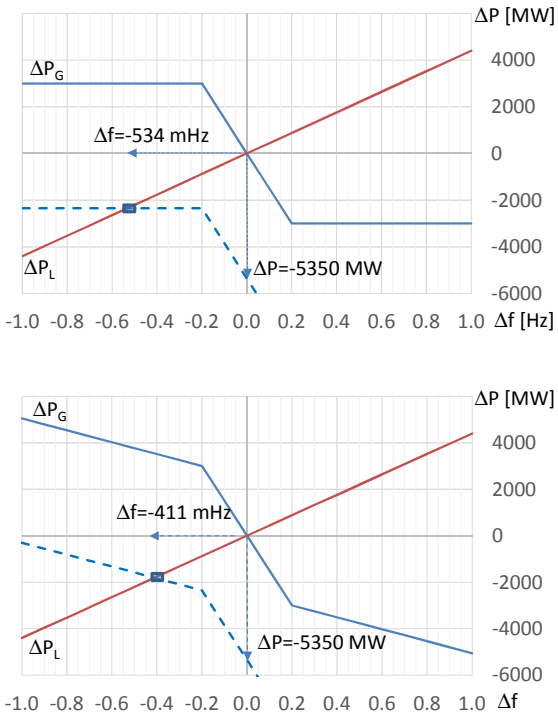


Fig. 14. Power-frequency characteristics of the CE synchronous area: standard primary control only (above) and with extra reserve power activation (below)

The frequency deviation is -0.534 Hz in the case of standard primary control (in the upper figure), but with the activation of the extra reserve power (in the lower figure) this frequency deviation decreases to -0.411 Hz only and the risk of further PV disconnections or even the under frequency load shedding activation is reduced.

APPENDIX II

The mean value of frequency deviation Δf after the occurrence of a power imbalance ΔP_E (e.g. a loss of load or a generation outage) may be approximated by an analytical solution of a simplified linear model depicted in Fig. 15

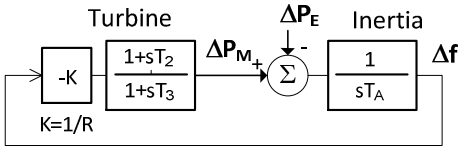


Fig. 15. Linear model for the derivation of the mean frequency deviation

The load self-regulation effect is neglected in this model.

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

The solution in the Laplace transformation is as below:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P_E}{K}\left[\frac{1}{s} - \frac{A+s}{s^2 + \frac{s(T_A + KT_2)}{T_3 T_A} + \frac{K}{T_3 T_A}}\right] \qquad (1)$$

$$A = \frac{1}{T_3} - \frac{K}{T_A} + \frac{KT_2}{T_3 T_A}$$

The first term in the square bracket is a steady state frequency deviation and the second term is a transient component. The temporary component depends on solving the characteristic equation. The roots of the characteristic equation are two real numbers or two complex conjugate numbers depending on the model parameters. We consider the second case:

$$(s+\lambda)^2 + \omega^2 \rightarrow s_{1,2} = -\lambda \pm j\omega \qquad (1+KT_2/T_A)^2 < 4KT_3/T_A$$

$$\lambda = \frac{(1+KT_2/T_A)}{2T_3} \qquad \omega = \frac{\sqrt{4KT_3/T_A - (1+KT_2/T_A)^2}}{2T_3} \qquad (2)$$

The frequency response in the time scale can be calculated as follows:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{K}\left[1 - e^{-\lambda t}\left(\cos \omega t + \frac{A-\lambda}{\omega}\sin \omega t\right)\right] \qquad (3)$$

With this analytical knowledge we can estimate the parameters of the model from measured frequency waveforms. We can demonstrate it on three examples of large power imbalances in the CE synchronous area given in Table IV.

TABLE IV
EXAMPLES OF POWER IMBALANCES IN CE SYNCHRONOUS AREA

Date	ΔP_E [pu]	T_A[s]	T_2[s]	T_3[s]	R
2nd June 2004 13:48:00	0.00189	**11**	1.09	8.89	0.26
10th Oct. 2011 18:51:58	0.00217	**12**	3.13	11.79	0.27
4th July 2012 23:38:32	-0.005	**12**	2.8	7.00	0.25

The first case (generation outage 961 MW) occurred in the first zone of UCTE before the reconnection with the second zone on 31st October 2004 - see Fig. 16.

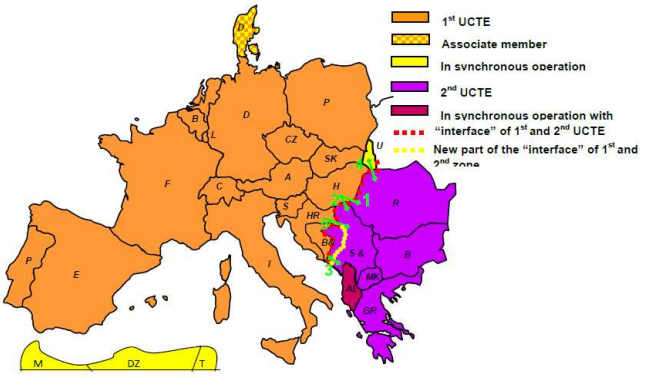


Fig. 16. CE interconnection after the UCTE separation into two zones in 1991

The second and third case occurred after the UCTE reconnection and during a trial parallel operation with Turkey (started on 18th October 2010) – see Fig. 17.

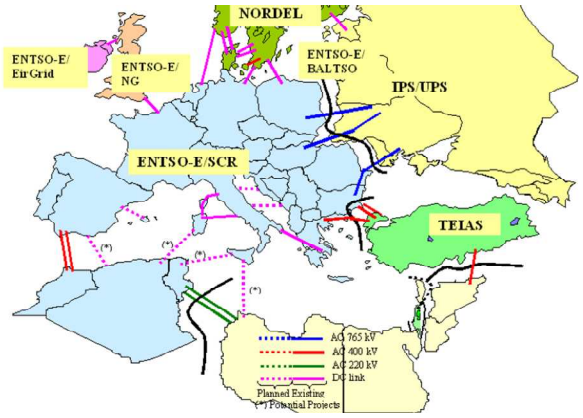


Fig. 17. CE synchronous area with Turkey in a trial operation

The following figures compare the WAMS measured frequency (solid line) with the mean frequency estimation (dashed line) for the two cases of generation outages.

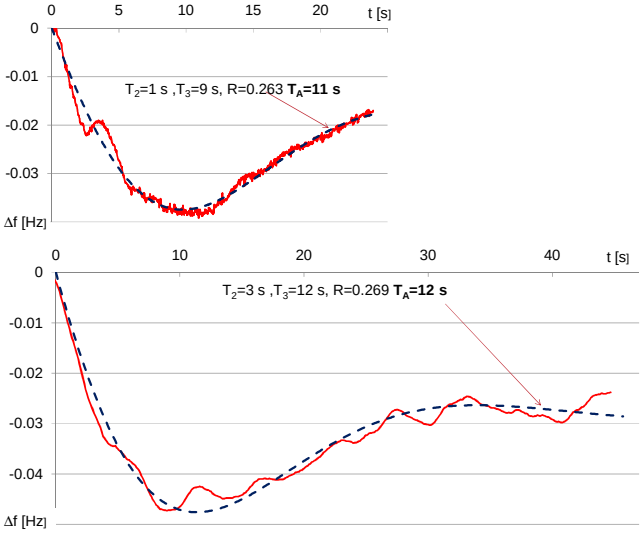


Fig. 18. Frequency deviations after unit outage: 2004 (above), 2011 (below)

Fig. 19 compares WAMS measurements (from [6]) with the mean frequency estimation (dashed line) for a loss of load 2 GW.

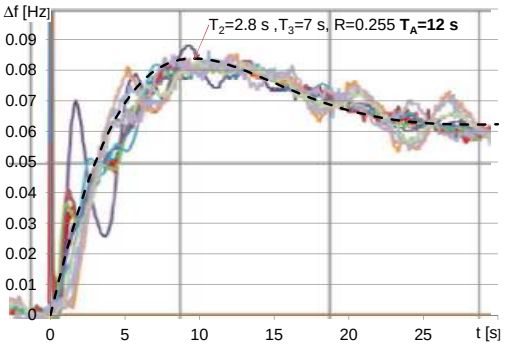


Fig. 19. Frequency deviations after loss of load 2 GW

It is seen from the figures, that parameters of approximation are relatively independent of the time of the day and the season. The inertia time constant T_A=T_{sys} has a value from 11-12 s.

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.

This is the author's version of an article that has been published in this journal. Changes were made to this version by the publisher prior to publication.
The final version of record is available at http://dx.doi.org/10.1109/TSTE.2017.2732039

REFERENCES

[1] G. Kaestle, T.K. Vrana, "Improved requirements for the connection to the low voltage grid," in *Proc. 21st Int. Conference on Electricity Distribution CIRED*, Frankfurt, 2011, [Online]. http://www.iee.tu-clausthal.de/fileadmin/downloads/CIRED2011_1275_final.pdf

[2] J. C. Bömer at al., "Overview of German Grid Issues and Retrofit of Photovoltaic Power Plants in Germany for the Prevention of Frequency Stability Problems," in *Proc. 1st Int. Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Aarhus, 2011

[3] DIN V VDE V 0126-1-1, "Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid," Jan. 2006,

[4] EU regulation 2016/631, "establishing a network code on requirements for grid connection of generators," [Online]. Available: http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:JOL_2016_112_R_0001

[5] Ecofys, "Impact of Large-scale Distributed Generation on Network Stability During Over-Frequency Events and Development of Technical Mitigation Measures, Executive Summary," [Online] Available: http://www.ecofys.com/files/files/ecofys_ifk_2011_50_2_hz_summary.pdf

[6] ENTSO-E, "Dispersed generation impact on CE region security - dynamic study," SPD report, 2014, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Continental_Europe/141113_Dispersed_Generation_Impact_on_Continental_Europe_Region_Security.pdf

[7] CIGRE, "Long Term Dynamics II; " Technical brochure No. 102, 1995

[8] K. Máslo, "The general purpose network simulator MODES," in *Proc. 4th Int, workshop on EPSCC*, Rethymno, 1997

[9] K. Máslo, P. Neuman: "Power System and Power Plant Dynamic Simulation," in *Proc. 15th IFAC World Congress*, Beijing, 1999, Volume O, pp. 179-184

[10] P. Asal, P. Barth, E. Grebe, D. Quadflieg, "Dynamic System Studies of new Requirements and Strategy for the Primary Control in the UCPTE/CENTREL Power System," in *Proc. CIGRE Session*, Paris, 1998

[11] UCTEOH – Policy 1: Load-Frequency Control," [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

[12] K. Máslo, M. Kolcun, "Control Strategies for Power System in Island Operation, *Electric Power Systems Research*, Vol.114, Sept. 2014, pp. 10-20

[13] A. Borghetti, K. Maslo, G. Migliavacca, M. Paolone, I. Petružela, S. Spelta, "Steam unit and gas turbine power station reliable control for network black-start-up," in *Proc. IEEE PowerTech*, Bologna, 2003

[14] ENTSO-E Power Statistic, [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/data/statistics/Pages/monthly_hourly_load.aspx

[15] VDN TransmissionCode, "Network and system rules of the German transmission system operators," 2007

[16] UCTE, "Guidelines and Rules for Defense Plans," 2009

[17] ENTSO-E, " RG CE O – Policy 5: Emergency Operations v3.0," 2015

[18] R. Granadino at al. "Challenges of the second submarine interconnection between Spain and Morocco," in *Proc. 9th Int. Conference on Power Insulated Cables*, Versailles 2007, [Online]. Available: http://www.jicable.org/2007/Actes/Session_A9/JIC07_A91.pdf

BIOGRAPHIES

Karel Máslo (M'08) received the Dipl. Ing. degree and Ph.D. degree from the Czech Technical University, Prague, in 1980 and 1985, respectively. As a university teacher and researcher he dealt with power plant and power system protection and reliability, electromagnetic and electromechanical transients and dynamic simulation. He cooperated in issues of primary and secondary control in the frame of the Study for the Connection of the Czechoslovak Network to the UCPTE. He joined the power producing company – ČEZ in 1992, where he was responsible for the creation of dynamic models and calculations of dynamic stability. Since 1999 he has worked for the Czech TSO – ČEPS (currently in the position of the Head of transmission system analysis team). Karel is the author of the MODES network simulator and deals with issues of transmission system operational security. He also works as a part-time scientist and researcher at the Brno University of Technology.

Andrew Kasembe received Bachelor and Master's Degree in Power Engineering from the Faculty of Electrical Engineering, the Czech Technical University in Prague in 1996 resp. 1998. In 2012 he defended his Ph.D. degree at the same University on the topic of assessment of power systems with a focus on the influence of the wind turbines on the characteristics of power systems and use of eigenvalue and modal analysis. Since May 1998 he has been with the Department of Transmission System Development in the Czech Transmission System Operator – ČEPS, where he is a head of the department. He also worked in other different technical positions in ČEPS. He represented ČEPS in the System Development Committee under ENTSO-E. He is also worked as a Convener of the Continental Central East Regional Group under ENTSO-E System Development Committee. He was also a member of the steering committee of the e-Highway 2050 project. He is also involved in the academic activities at department of Power Engineering, Faculty of Electrical Engineering at the Czech Technical University in Prague.

Copyright (c) 2017 IEEE. Personal use is permitted. For any other purposes, permission must be obtained from the IEEE by emailing pubs-permissions@ieee.org.