１０．RE 大量導入時の日本系統

FRT・DVS 機能の経済的価値評価

カーボンフリー電力系統は遠い将来のこととして，政府 2030 年目標の日本全国 53GW くらいの PV 普及は現実的であり，系統連系上の諸問題に一定の目途をつけておくことは著者の世代の責任と思います。その際，RE にどこまで FRT・DVS 機能を要求するかは，それら機能の経済的価値を定量的に評価しなければ判断できないでしょう。連系規程には FRT 要件は書かれているものの，なぜ FRT が必要なのかは明確に書かれてはおりません。RE 側としては FRT 機能には何がしかのコスト負担を伴いますから，系統側としては必要理由を明示して説明責任を果たす義務があると著者は思います。連系規程など系統側がその責任を果たさない以上，著者が成り代わってその責任を果たそうと思います。

これまで FRT 機能の定量的評価が行われてこなかった背景には電力系統モデルの不備があると思います。わが国で行われる電力系統解析に用いられる系統モデルは静的負荷モデルと伝統的縮約法を採用しております。米国では既に 2008 年に FIDVR（Fault Induced Delayed Voltage Recovery，故障による電圧回復遅延）が問題視され，その再現のためには負荷に多量に含まれる誘導機と，変電所から負荷に至る経路のインピーダンスを Feeder Equivalent として模擬することが不可欠であると報告されております。わが国でも需要実態調査により電気の 50%強が誘導機で使われているという政府および民間の報告があり，それらに先立つ著者らの瞬低に対する負荷の応答分析でも同様な結果となっています。しかしわが国での電力系統解析は頑ななまでに誘導機負荷を模擬せず，Feeder Equivalent を無視して負荷を変電所母線に直付けした構造をとっています。ところが FRT の効果は FIDVR の改善において最も良く現れます。結果的に，わが国の電力系統モデルを用いている限り DG の FRT 機能のおかげで不安定だった現象が安定になるという劇的な効果は発現せず，DG の FRT 機能が本来有している美点を正当に評価できません。

FRT 機能の効果を正当に評価するには誘導機負荷の物理と Feeder Equivalent の模擬が不可欠になります。解析対象系統はわが国の 50Hz，60Hz 基幹系統全体としなければなりません。FRT 機能の効果が大いに発揮される故障点を探索する必要があります。加えて系統電源の励磁装置は系統安定度に大きく影響するので，系統縮約にあたっては励磁装置の特性，特に周波数特性，頂上電圧，応答時間の容量加重平均を保存する必要があります。しかし既存の電力系統モデルには上記条件を満たすものがありません。よって著者が新たに EAST40，WEST40 系統モデルを作成しました。

作成した系統モデルに用いたデータは著者らが長期にわたって個人的に蒐集してきたものを基に，不足する箇所は系統図などから算出した値で補い，不明な発電機データは製造年代，製造者などの諸元から類似の発電機データで代用するなどして，極力リアリティーのあるものとしたつもりです。発電機数を 40 機とすることで 50Hz，60Hz 各々の系統の特性が縮約によりほとんど変化しないようにできました。但しこれらのモデルは著者らが個人の資格で作成したものに過ぎず，大方の承認は得られておりません。テロなどに対する保安の問題もあり，ここではその公表は控えたいと思います。もちろん機会があれば電気学会標準電力系統モデルのアップデートに貢献したいと願っています。

誘導機負荷は電気の 50%を使っているとしました。誘導機の消費電力（kW）は容量（kVA）の

50%としました。誘導機の単位慣性定数は 0.5 秒としました。深さΔV の瞬低により次式で算出されるΔP の割合の負荷が停止するとしました。これらは著者が 467 事例の瞬低観測から得た値です。Feeder Equivalent のインピーダンス，励磁装置の特性は著者らが先に紹介した Y 結線法により求めました。

$$\Delta P = 0.602\,(\Delta V - 0.158)\Big/_{0}^{0.25}$$

DG としては太陽光発電（Photovoltaic，PV）を想定し，その導入量は各負荷の 28.5%とします。これは全国 53GW に相当します。天候は快晴を想定し，PV は定格出力運転とします。PV 導入に伴う需給バランス維持のため一部の火力を停止または出力抑制します。

PV の設計としては以下の 5 ケースを想定します。

① PV なし。

② 深さ 20%の瞬低で停止する停止型 PV

③ 上記瞬低で停止しない FRT 型 PV

④ FRT 型ではあるが故障クリアから 0.1 秒間は出力がゼロになる遅延 FRT 型 PV

⑤ 瞬低後の電圧回復を支援する DVS（Dynamic Voltage Support）型 PV（遅延なし）

故障は 2 回線送電線の 1 回線故障：3LG-O（3 相地絡-開放）または 2 回線故障：6LG-O を想定します。故障除去時間は 70ms とします。故障点によっては不安定現象が現れます。そこへ PV 量に比例した量の静止型無効電力保障装置（Static Var Compensator, SVC）を負荷と並列に加えます。SVC を増やすにつれて系統は安定化します。最も電圧回復の遅い負荷の電圧が故障前の 90%に回復するのに要する時間を 1 秒（瞬低補償装置の定格補償時間，また我が国の FRT 要件の持続時間）とするのに必要な SVC 量を求めます。SVC の単価を kVA あたり 3 万円と仮定します。所要 SVC の価格により経済性が評価できます。注意すべきは PV 量も SVC 量も需要量比例としていることです。PV 分布は一様ではないはずですが，ここでは考慮するためのデータがないので一様分布とします。SVC は最適配置をすれば所要量は減らすことができるでしょうが，最適化計算には膨大な手間がかかるので今回は割愛し，単純に負荷量つまり PV 量比例の配置とした。従って SVC 所要量すなわち経済性は上限値と見ればよいでしょう。

さて，EAST40，WEST40 系統モデルでは 5 か所の故障にて顕著な不安定を示しました。他にもあるかもしれませんが，いまのところ発見はこれだけです。以下に紹介します。

【例題系統 1】 構造を図 10.1 に示します。ピーク需要は 58.95GW です。

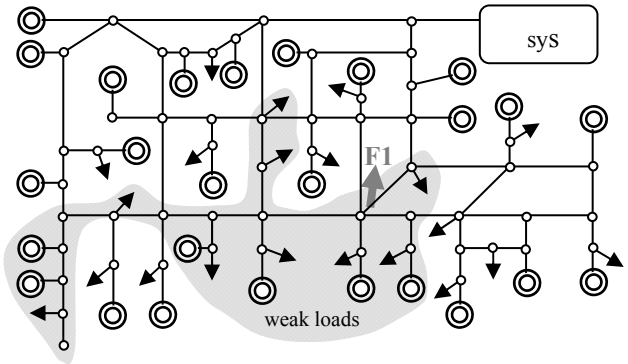

図 10.1　例題系統 1 の構造

F1 地点で 3LG-O 故障を想定します。図中，灰色の背景の部分は大負荷が連なっているのに地元電源が薄いため電圧維持が弱くなっています。F1 は辺縁の電源からこの大負荷へ送電している重要なルートの大負荷至近端であるので，3LG 故障が辛くなります。

シミュレーション結果を図 10.2 に示します。PV 仕様は安定度の良い順に DVS 型，FRT 型，遅延 FRT 型，停止型です。DVS 型は FRT 型に PV の 100%の SVC を加えたものと同じで，大抵は PV なしの場合より安定度が良くなり，従って追加すべき SVC 量はゼロです。PV なしでは PV 導入予定量の 60%，FRT 型では PV 量の 50%，遅延 FRT 型では 87%，停止型では何と 201%の追加 SVC 量が必要になります。

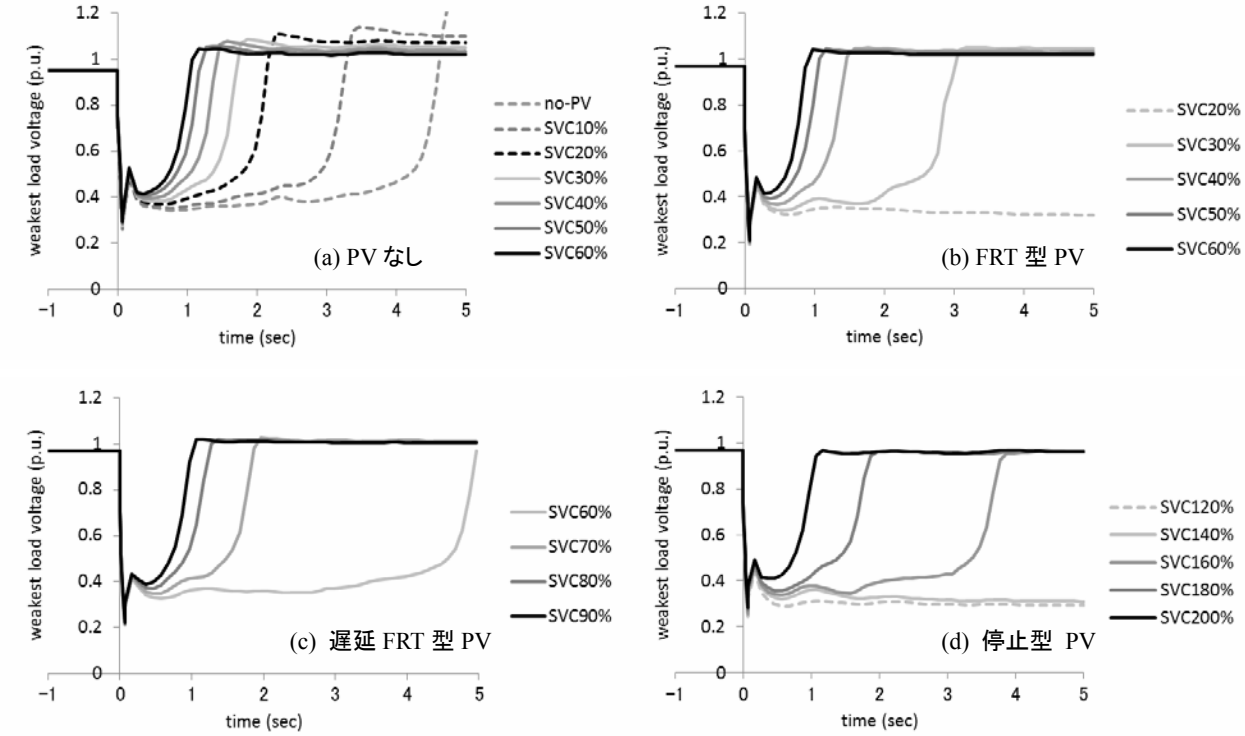

図 10.2　例題系統 1 のシミュレーション結果

追加 SVC 量は，PV 量に対する SVC 量：SVC/PV と回復時間の逆数：1/Trec の 2 次相関をとって求めました。例えばデータ数が最も多い PV なしのケースの SVC/PV と 1/Trec の関係は図 10.3 のようになります。相関の強さは R^2 で 0.9976 と非常に高くなっています。その上限は 1 で，被説明変数（1/Trec）の変動のいかほどが説明変数（SVC/PV）で説明されているかを示す指標です。つまり，回復時間はほとんど SVC 量で説明できるわけです。他の 3 ケースはもっと高い（1 に近い）R^2 を示していますが，これはデータ数が少ないからという理由もあります。2 次相関ではデータが 3 個なら R^2 は 1 になってしまいます。つまり回帰式が方程式になってしまうわけです。

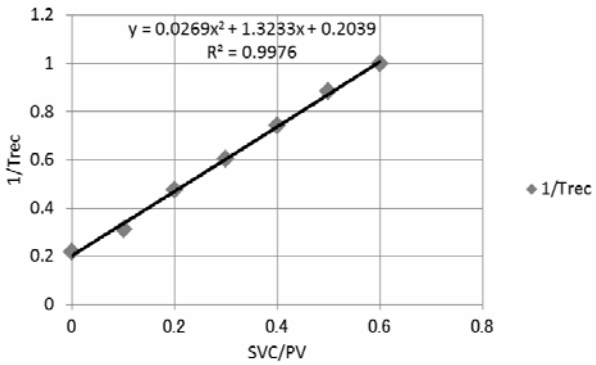

図 10.3　SVC 量と回復時間の関係

【例題系統 2】 構造を図 10.4 に示します。ピーク需要は 29.48GW です。F1 地点で 6LG-O 故障を想定します。図中，灰色の背景の部分は左右 2 か所で連系し，外部から多量に受電しています。右側の F1 地点で連系点を 1 箇所失うと，大量の電力を左側の連系点だけから受電するので，電圧安定度が悪化します。加えて 6LG 故障で大量の負荷に含まれる大量のモータが減速し，故障除去後に大量の無効電力を要求するので，電圧安定度は益々厳しくなります。

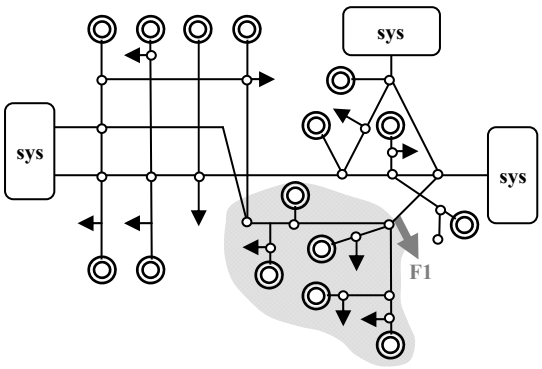

図 10.4　例題系統 2 の構造

シミュレーション結果を図 10.5 に示します。追加すべき SVC 量は PV なしと DVS 型ではゼロ，FRT 型では PV 量の 13%，遅延 FRT 型では 39%，停止型では 80%となりました。PV ありの 3 ケースで電圧の時間的変化に細かなギザギザが見られます。これは系統図の灰色の背景の部分にある発電機が同期外れを起こしているからです。灰色の部分は外部から受電しているので同期外れが生じにくいというのが従来の常識です。この事例では大量の負荷に含まれる大量のモータが故障除去直後から回転数回復する過程で多量の無効電力を要求し，それが系統電圧を大幅に低下させます。系統電圧の低下は同期発電機から系統への送電を妨害し，原動機からの機械的パワーが余って発電機を加速させ，同期外れに至るというメカニズムが生じます。

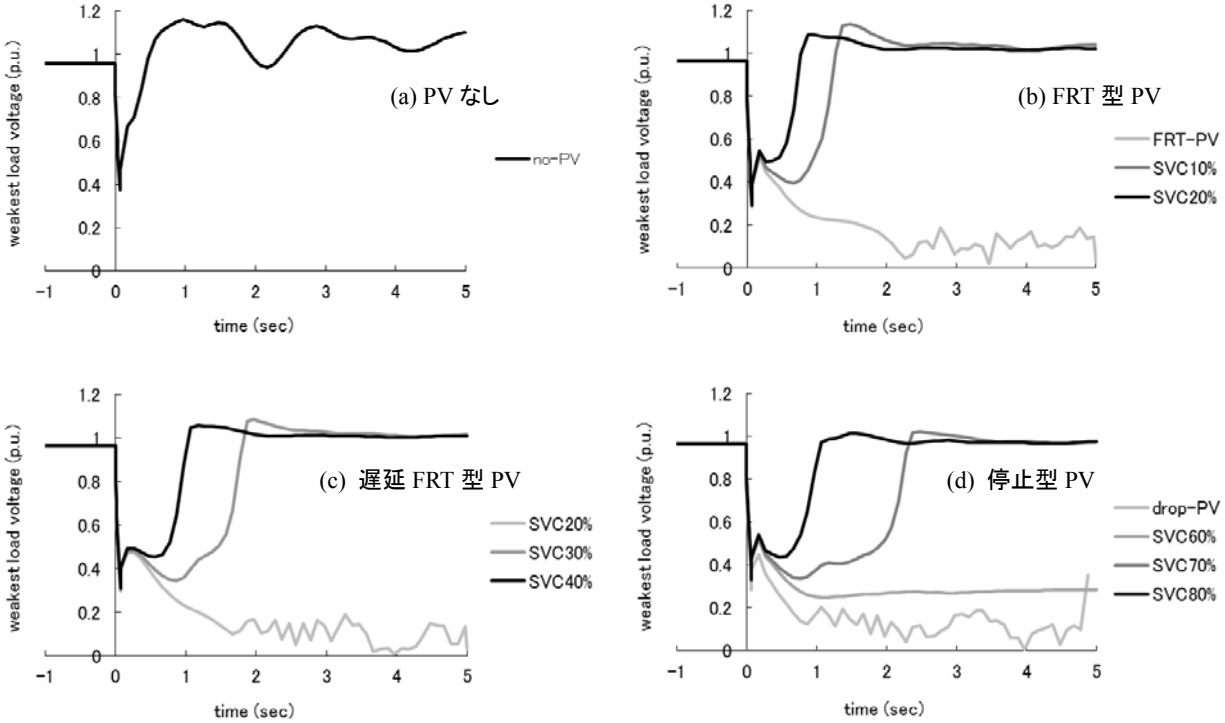

図 10.5　例題系統 2 のシミュレーション結果

【例題系統 3】　構造を図 10.6 に示します。ピーク需要は 25.58GW です。F1 地点で 6LG-O 故障を想定します。図中，灰色の背景の部分は上下 2 か所で連系し，外部から少量受電しています。上側の F1 地点で連系点を 1 箇所失うと，下側の連系点だけから受電します。受電量は多くはないのですが，灰色の背景の部分に地元電源が全くない大負荷があるのが特徴です。6LG 故障で大量の負荷に含まれる大量のモータが減速し，故障除去後に大量の無効電力を要求するので，受電潮流がさほど大きくはないのに，電圧安定度は厳しくなります。

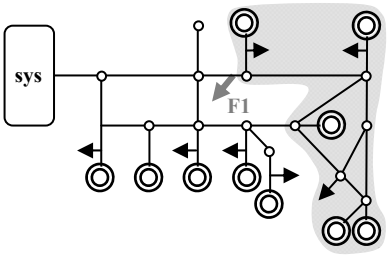

図 10.6　例題系統 3 の構造

シミュレーション結果を図 10.7 に示します。追加すべき SVC 量は PV なしと DVS 型ではゼロ，FRT 型でもゼロ，遅延 FRT 型では PV 量の 11%，停止型では 73%となりました。停止型 PV のケースで電圧の時間的変化に細かなギザギザが見られます。これは例題 2 系統と同様，系統図の灰色の背景の部分にある発電機が同期外れを起こしているからです。外部から受電している系統で同期外れが起こる（と推定される）現象が現れるのは，モータ負荷を模擬するからです。従来のわが国のシミュレーションではモータ負荷は一切模擬しませんから，このようなカタストロフは決して現れてきません。

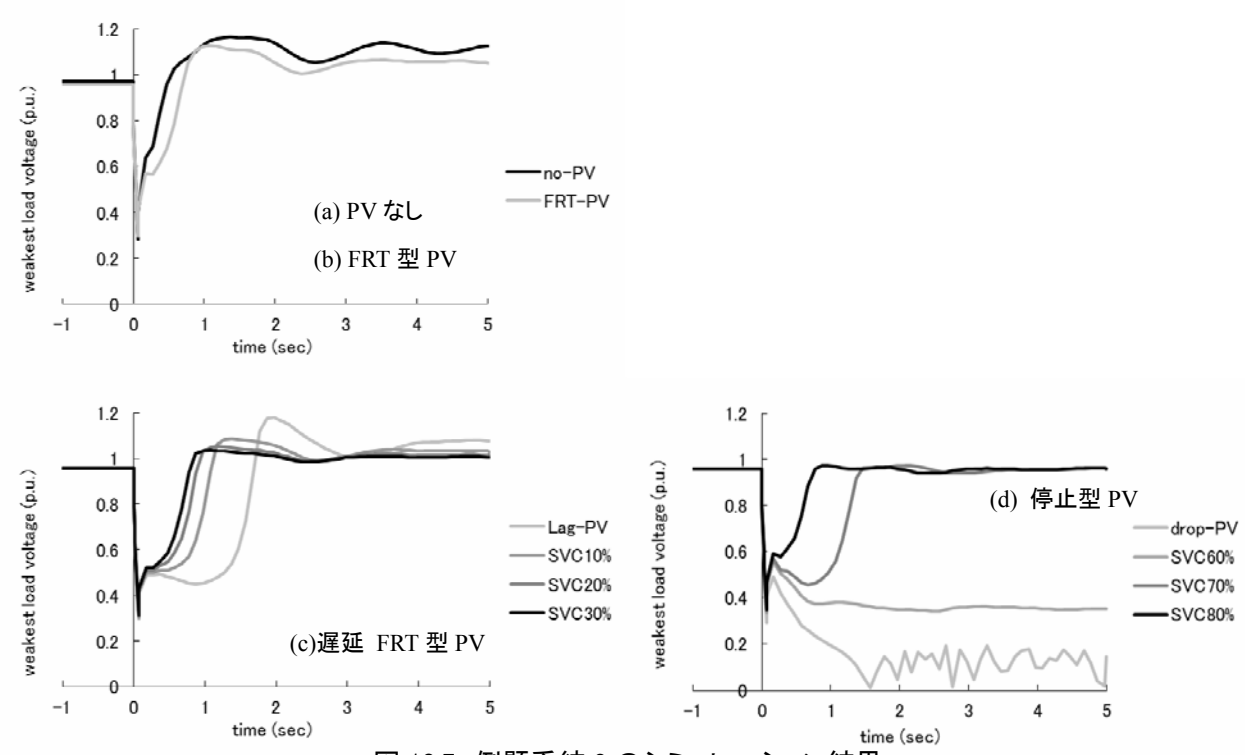

図 10.7　例題系統 3 のシミュレーション結果

【例題系統 4】 構造を図 10.8 に示します。ピーク需要は 13.66GW で，隣接系統へ大電力を輸出しています。F1 地点で 6LG-O 故障を想定します。図中，灰色の背景の部分は末端に位置し，基幹ルートと下位 2 ルートで大系統に連系しています。F1 地点の故障により基幹ルートが停止し，大きな送電潮流が下位系統へ回り込みます。連系インピーダンスは非常に大きくなり，同期安定度が維持できません。そこで最も末端に位置する大型発電機 G1 を故障発生から 0.2 秒で遮断します。送電潮流が減少し，安定度は楽になります。これを発電制御（Generator Shedding）といいます。

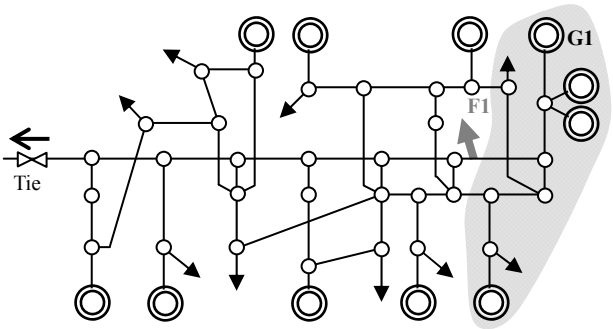

図 10.8　例題系統 4 の構造

シミュレーション結果を図 10.9 に示します。送電系統では一挙に同期外れに至る「脱調」の他に，電力動揺が長く続くといういやな現象がよく現れます。この事例でも PV なしのケースではしつこい電力動揺が現れますが，励磁装置，特に PSS（Power System Stabilizer，系統安定化装置）の調整により対処できるものとしました。追加すべき SVC 量は PV なしでは PV 導入予定量の 5%，DVS 型ではゼロ，FRT 型では 59%，遅延 FRT 型では 78%，停止型では 159%となりました。

この事例でも PV ありの場合には SVC 量が不足すると電圧に速い変動が見られます。これは同期外れ現象が非常に早く生じていることを示しています。PV なしのケースでは同期外れ現象は電力動揺が拡大した果てに現れるものでしたが，PV ありの 3 ケースでは系統電圧支持に貢献する火力がバランス停止したため系統全体の電圧支持能力が減退し，電力動揺拡大ではなく，いきなり同期外れに至る不安定様相を示すようになっています。

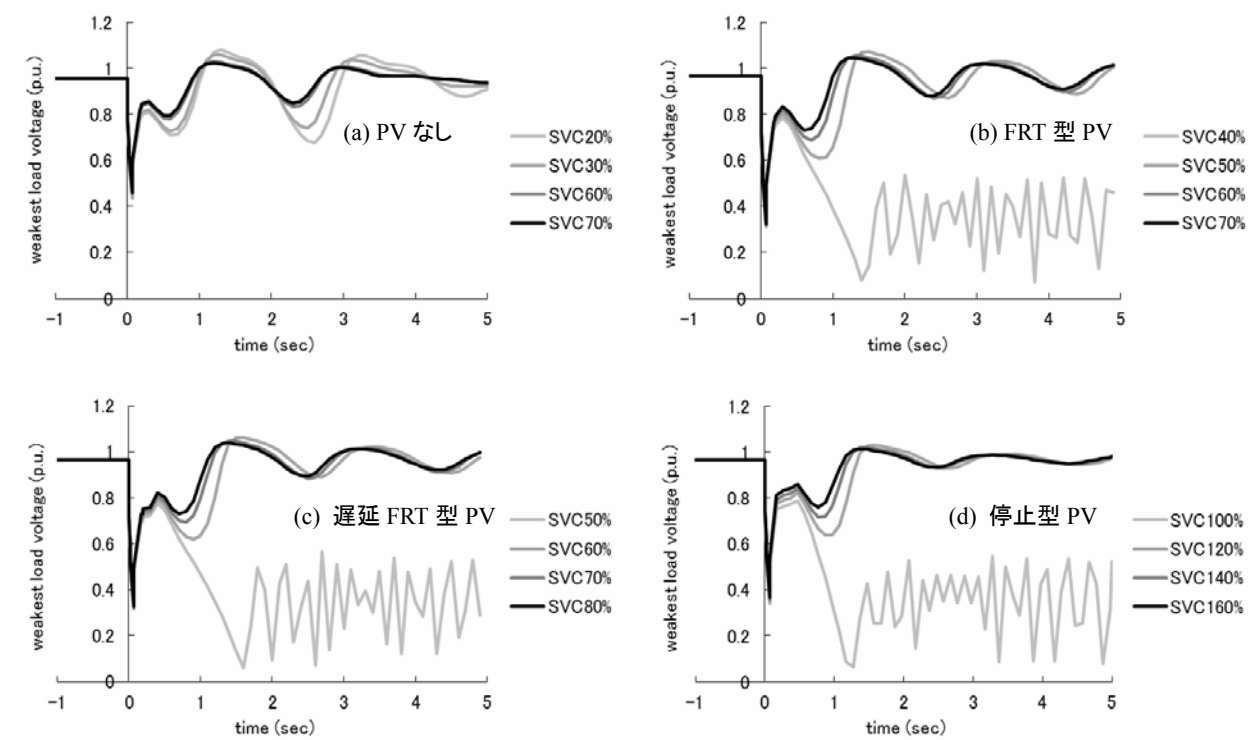

図 10.9　例題系統 4 のシミュレーション結果

【例題系統 5】 構造を図 10.10 に示します。ピーク需要は 28.05GW で，隣接系統へ電力を輸出しています。F1 地点で 3LG-O 故障を想定します。図中，灰色の背景の部分は末端に位置しています。負荷の電圧支持が強固でないため，故障後のモータの回復過程で系統が十分な無効電力が供給できないと安定度が怪しくなります。

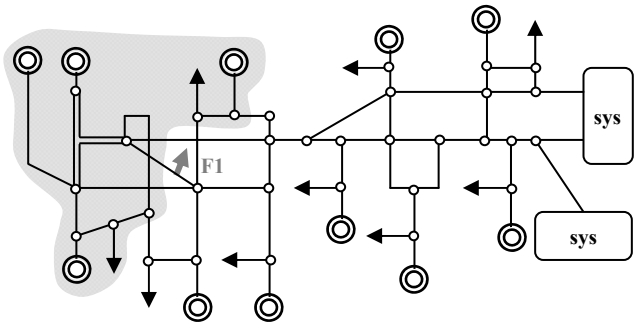

図 10.10　例題系統 5 の構造

シミュレーション結果を図 10.11 に示します。送電系統では一挙に同期外れに至る「脱調」の他に，電力動揺が長く続くといういやな現象がよく現れます。この事例でも PV なしのケースではしつこい電力動揺が現れますが，励磁装置，特に PSS（Power System Stabilizer，系統安定化装置）の調整により対処できるものとしました。追加すべき SVC 量は PV なしでゼロ，DVS 型でもゼロ，FRT 型では 16%，遅延 FRT 型では 33%，停止型では 63%となりました。

本例も送電系統ゆえ電力動揺が問題になりますが，励磁装置設計の最適化で対処可能としておきます。本例でも PV ありのケースで SVC 量が少ない場合には，火力発電機の停止により系統の電圧支持能力が減退し，その結果として同期外れが生じ，電圧推移に速い変動が見られます。

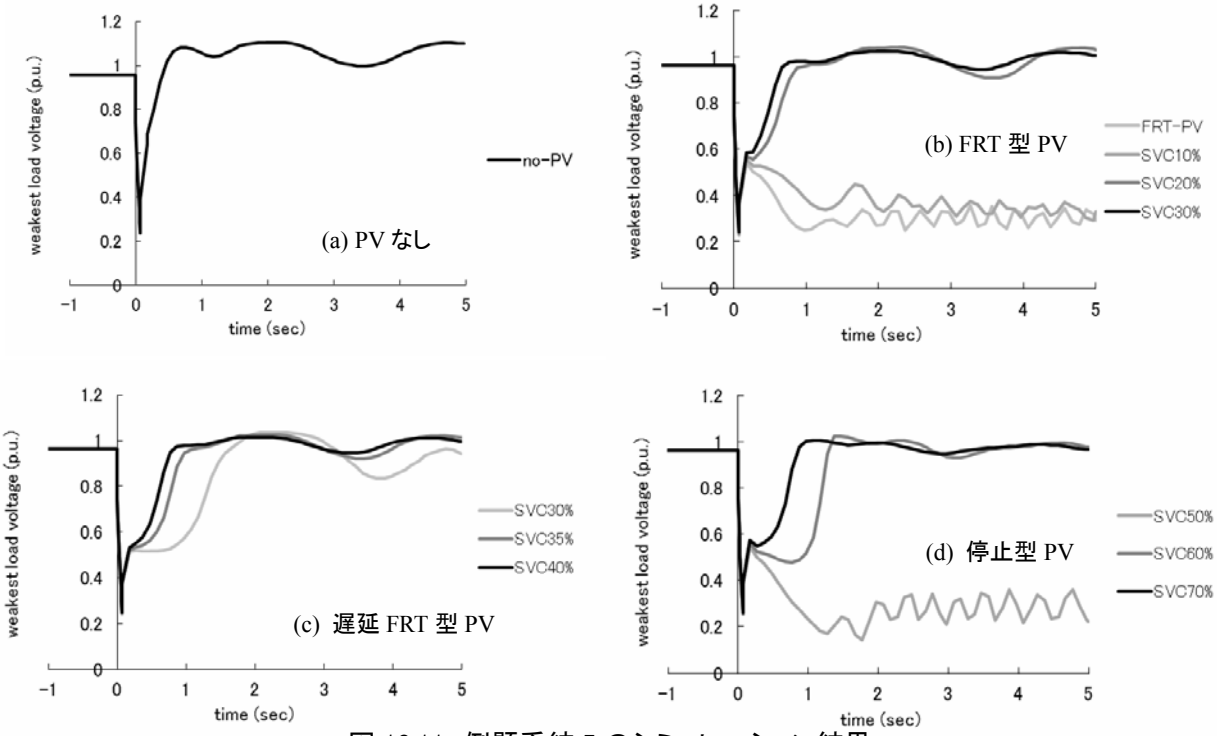

図 10.11　例題系統 5 のシミュレーション結果

【FRT･DVS 機能の経済性評価】 以上の 5 事例について FRT・DVS 機能の経済性を定量的に評価すると表 10.1 のようになりました。参考までに Q=-0.2P 進み定力率運転の経済性評価も併せて記載しました。この効果は次のように計算できます。

経済性（兆円） ＝ ピーク需要（GW）×0.285×0.2×0.03（兆円/GVA）

DVS 型の経済性は FRT 型の場合には必要だった SVC が不要になることから計算できます。

FRT 型の経済性は停止型の場合よりも所要 SVC 量が減少することから計算できます。

遅延 FRT 型の経済性は停止型の場合よりも所要 SVC 量が減少することから計算できます。

表 10.1　FRT･DVS 機能の経済性評価

	需要	追加 SVC 量（PV 量対比%）					機能の経済評価（兆円）			
	GW	PV なし	DVS 型	FRT 型	遅 FRT	停止型	DVS	FRT	遅 FRT	Q=-0.2P
系統 1	58.95	60	0	50	87	201	0.2520	0.7611	0.5746	0.1008
系統 2	29.48	0	0	13	39	80	0.0328	0.1689	0.1033	0.0504
系統 3	25.58	0	0	0	11	73	0	0.1597	0.1356	0.0437
系統 4	13.66	5	0	59	78	159	0.0689	0.1168	0.0946	0.0234
系統 5	28.05	0	0	16	33	63	0.0384	0.1127	0.0719	0.0480
合計							0.3921	1.3191	0.9801	0.2663

この表からは FRT 機能の経済性が際立って高いことが分かります。DVS 機能は，方式によっては単独検出との相性が悪いので，経済性がさほど大きくないことも勘案すれば，放棄するという選択肢もありえます。しかし FRT 機能はメリットが非常に大きく，実現のためのハードルがさほど高いわけでもないので，絶対に放棄してはいけません。

故障クリアから 0.1 秒間は出力しない遅延 FRT 型の経済効果は，当然 FRT 型に劣りますが，なかなかのものです。しかし遅延のない FRT 型の実現がさほど難しくないと思われること，更に 0.3 兆円の経済効果を上乗せできることを考えれば，遅延 FRT 型に甘んじるのはよくないと思います。

なお，連系規程では電圧が 90%に回復してから出力が 80%に回復するまで 0.1 秒以内であることを求めていますが，ここでのシミュレーションによる瞬低時の電圧の時間的推移を見れば，電圧が 90%に回復した時点の PV のふるまいを云々するのは的外れであることが分かります。FRT が威力を発揮すべき場面では故障クリア直後の電圧は 40%しかなく，この電圧のときに PV が速やかに電圧に応じた有効・無効電力を出力することが系統電圧を速やかに回復させる有効な支援となります。

このように的外れな議論をする原因は，現実に存在しない静的負荷モデルでは故障クリアと同時に電圧が最終状態に近い値まで一挙に回復し，静的負荷モデルを模擬した誤ったシミュレーションの結果を見慣れているためと思います。現実の瞬低時の電圧推移は，ここでの危機的状態のシミュレーションほど顕著ではないものの，故障クリア直後の電圧回復は限られており，そこから少し時間をかけて最終値に回復していきます。

ここまで解明すれば FRT 機能の必要性の説明責任を果たしたことになるでしょうか。読者諸兄の判断をまちます。

瞬低時の定インピーダンス運転と単独運転検出の悪影響

瞬低に伴う電圧低下中および電圧回復時に定電流運転（CI）であるか，あるいは定インピーダンス運転（CZ）であるかによって，また，「ステップ注入つき周波数フィードバック（新型単独運転検出）」型の単独運転検出の不使用（RC，単独検出機能を特殊な同期調相機 Rotary Condenser で表現している）であるか，あるいは使用（ISL，Anti-Islanding）であるかによっても，系統安定度は異なるであろうと予想され，従って安定化のために必要となる増分 SVC 量，つまり増分コストも異なるでしょう。

わが国の 5 つの系統においてシミュレーションを行い，全負荷が 1 秒以内に電圧回復する条件で求めた対策所用量の総括表を Table 10.2 に示します。CZ であることによる増分 SVC/RE 比およびコストは，RC と ISL の 2 ケースの平均値を，同様に，ISL であることによる増分 SVC/RE 比およびコストは CI と CZ の 2 ケースの平均値を記載しております。CZ であることによる増分コストの方が圧倒的に大きく，検討した 5 部分系統合計で 4,154 億円になります。これに対して ISL であることによる増分コストは 352 億円にすぎません。つまり，PV の FRT 機能は電圧低下中および電圧回復時に定電流特性を持つことが極めて効果的ですが，新型単独運転検出の弊害はゼロではないが，定インピーダンス運転に比べれば，はるかに罪が軽いといえます。

なお，今回検討した 5 部分系統の需要は 135.5GW で，日本全国合計の 75%程度です。他の部分系統もスクリーニングしてみたのですが，通常運用時に大規模な不安定現象が見られませんでした。対象 5 部分系統も含め，まだ検討していない故障も多々あるので，更なる精査が必要なのは当然ではありますが，本稿の検討によりコストの相場観は把握できるのではないでしょうか。

表 10.2　増分 SVC/RE 比と増分コスト

System	Demand (GW)	Additional SVC/RE ratio		Additional cost (billion ¥)	
		Due to CZ	Due to ISL	Due to CZ	Due to ISL
R	56.75	0.463675	0.029686	236,822	15.162
S	29.48	0.332102	-0.000560	88.113	-0.149
T	25.58	0.305542	0.005893	70.365	1.357
U	13.67	0.004640	0.070002	0.571	8.612
V	28.05	0.077386	0.040408	19.536	10.212
sum	133.50			415.407	35.183

以下，各部分系統の様相を紹介します。

【部分系統 R】　構造を Fig.10.12 に示します。故障は F1 地点における 2 回線送電線の 1 回線 3LG-O を模擬します。

灰色背景の部分は地元電源の少ない大負荷が連続しており，電圧支持が弱くなっています。中でも地元電源を持たない負荷 L1 の電圧回復が最も遅くなります。

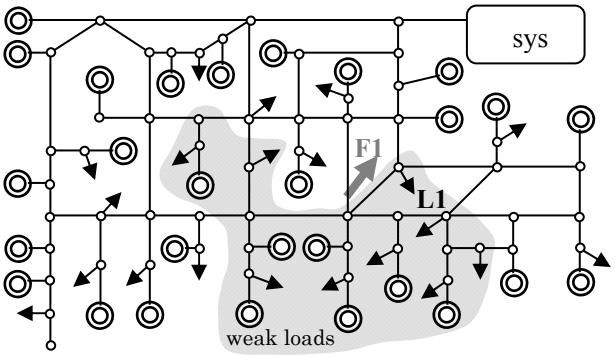

図 10.12　部分系統 R の構造

RE が RC（単独検出不使用）の場合の計算

結果を Fig.10.13 に，ISL（単独検出使用）の場合の計算結果を Fig.10.14 に示します。一見して RC と ISL の相違は少ないです。これに対して CI（定電流）に比べて CZ（定インピーダンス）は電圧回復が大きく遅れ，CI 並みの回復時間とするには多量の SVC を要します。

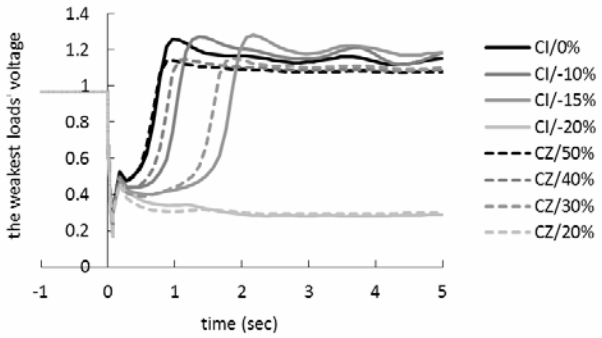

図 10.13 負荷電圧回復様相（sys R, RC）

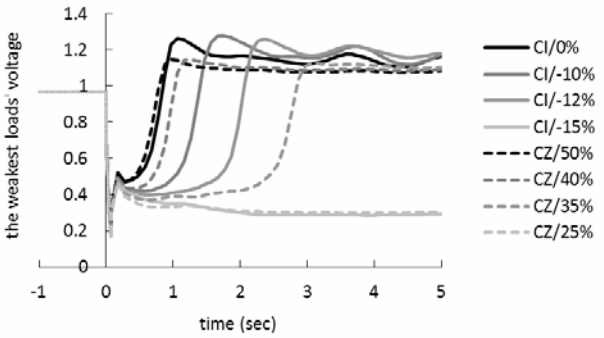

図 10.14 負荷電圧回復様相（sys R, ISL）

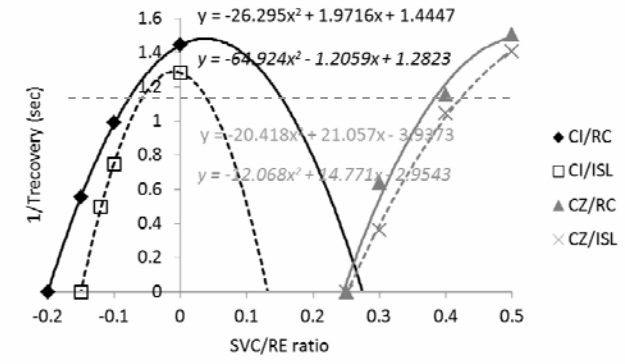

図 10.15 電圧回復時間（sys R）

最も回復の遅い負荷の電圧回復時間の逆数と SVC/RE 容量比の関係をプロットすると Fig.10.15 のようになります。2 次曲線で近似し，回復時間 1 秒となる SVC/RE 比を推定します。こうして Table 10.2 の数値が得られています。部分系統 R では CZ である影響が非常に大きく，ISL である影響は小さくなっています。その傾向は部分系統 S，T，V にも共通します。なお以下の部分系統ではスペースの関係から回帰分析のグラフは省略します。

【部分系統 S】　構造を Fig.10.16 に示します。故障は F1 地点における 2 回線送電線の 2 回線 6LG-O を模擬します。ループ構成が崩れ，灰色背景の部分が主系統から多量に受電するようになり，電圧支持が弱くなり，負荷量に対して地元電源容量が小さい負荷 L1 の電圧回復が最も遅くなります。

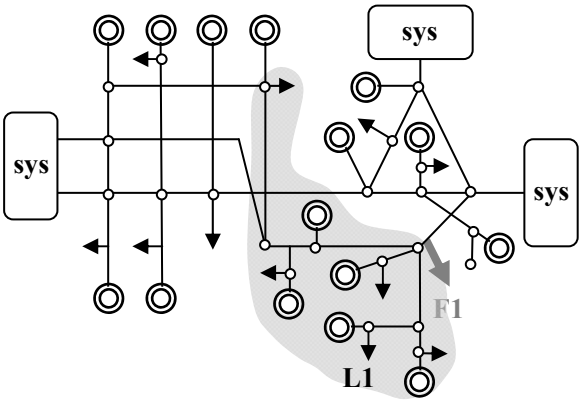

図 10.16 部分系統 S の構造

PV が RC（単独検出不使用）の場合の計算結果を Fig.10.17 に，ISL（単独検出使用）の場合の計算結果を Fig.10.18 に示す。一見して RC と ISL の相違が少ないです。これに対して CI（定電流）に比べて CZ（定インピーダンス）は電圧回復が大きく遅れ，CI 並みの回復時間とするには多量の SVC を要します。CZ の悪影響の方が支配的な様相が，部分系統 R よりも鮮明に現れています。

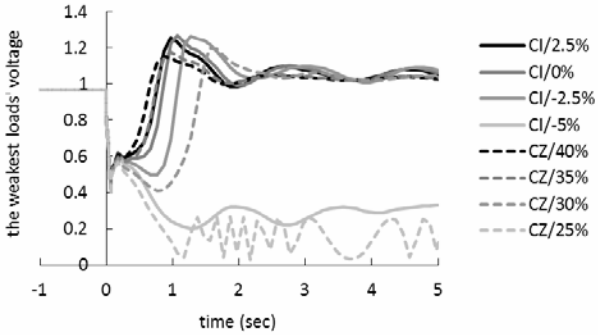

図 10.17 負荷電圧回復様相（sys S, RC）

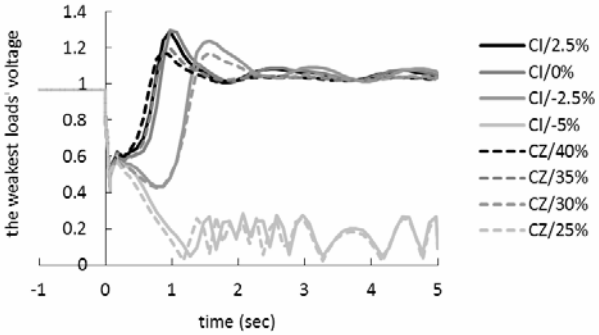

図 10.18 負荷電圧回復様相（sys S, ISL）

【部分系統 T】　構造を Fig.10.19 に示す。故障は F1 地点における 2 台並列バンクの 1 台の 3LG-O を模擬する。PV 大量導入に伴い地元火力電源が半分ほど停止し，バンク二次側系統の電圧支持が弱まっている。本例で扱う F1 地点を抱える二次系統が特別弱いわけではなく，どの二次系統でも同様な問題がありうる。特に有力なローカル電源を有しない系統は，更に状況が悪化しうる。本ケースでは当然ながら負荷 L1 の電圧回復が最も遅い。

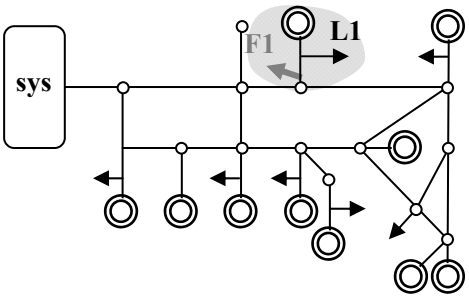

図 10.19 部分系統 T の構造

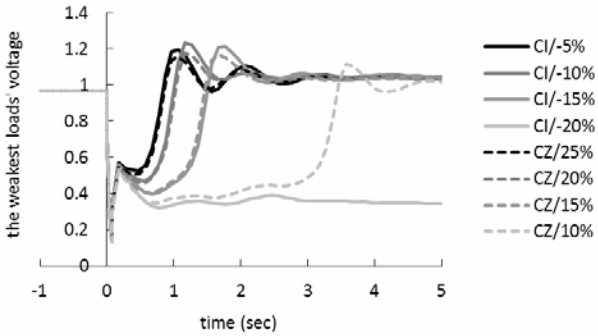

図 10.20 負荷電圧回復様相（sys T, RC）

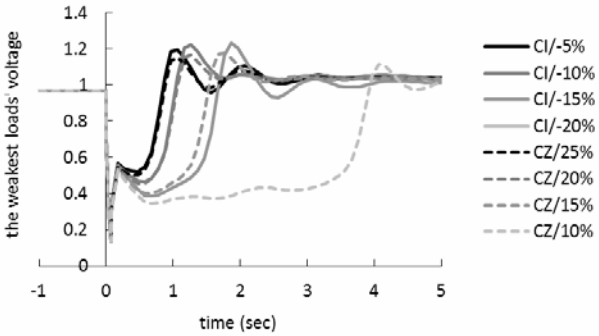

図 10.21 負荷電圧回復様相（sys T, ISL）

PV が RC（単独検出不使用）の場合の計算結果を Fig.10.20 に，ISL（単独検出使用）の場合の計算結果を Fig.10.21 に示します。一見して RC と ISL の相違が少ないです。これに対して CI（定電流）に比べて CZ（定インピーダンス）は電圧回復が大きく遅れ，CI 並みの回復時間とするには多量の SVC を要します。本例でも CI の悪影響の方が支配的な様相が，部分系統 R よりも鮮明

に現れています。

【部分系統 U】　構造を Fig.10.22 に示します。故障は F1 地点における 2 回線送電線の 2 回線 6LG-O を模擬します。基幹系統の潮流が二次系統に移行し，動態安定度が厳しくなります。そのままでは動態安定度が破れるので，発電機 G1 を故障発生から 0.2 秒で遮断します。電力動揺により，最も末端にある負荷 L1 の電圧が最も大きく変動します。

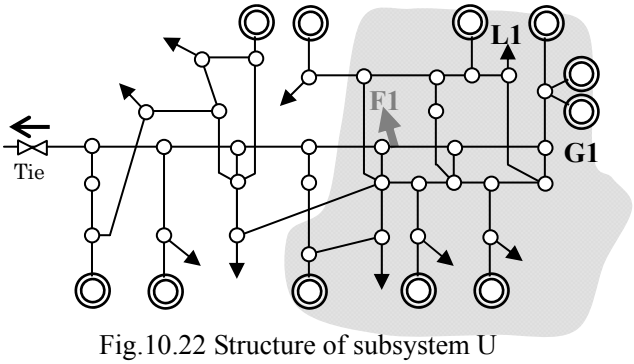

Fig.10.22 Structure of subsystem U

PV が RC（単独検出不使用）の場合の計算結果を Fig.10.23 に，ISL（単独検出使用）の場合の計算結果を Fig.10.24 に示します。これまでの 3 例では電圧安定度・過渡安定度が問題になったのに対し，本例では動態安定度が問題となっています。電力動揺が拡大しない限り負荷電圧は 1 秒以内に速やかに 0.85 以上に回復するから，動揺が拡大しない所要 SVC 量を求めればよいことになります。計算結果は，CI と CZ の差異が小さいです。むしろ ISL が RC に比べてやや劣った安定度を示しています。ISL は動態安定度を若干損ねることがわかります。

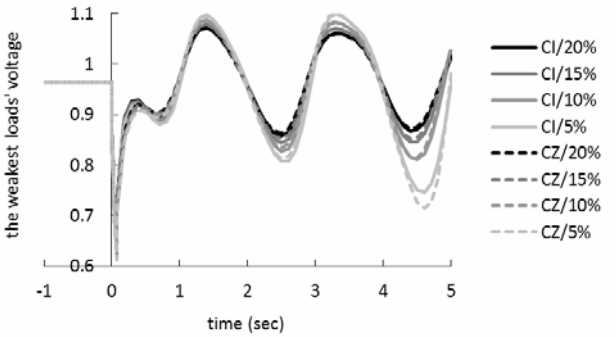

図 10.23 負荷電圧回復様相（sys U, RC）

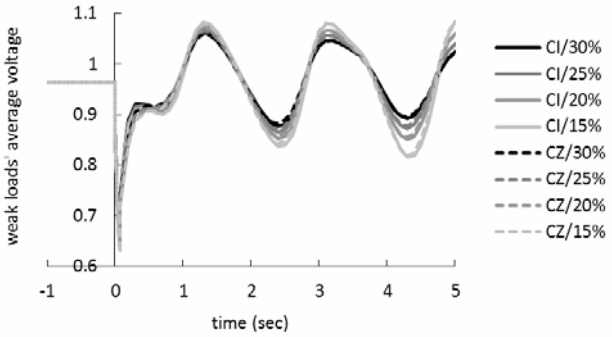

図 10.24 負荷電圧回復様相（sys U, ISL）

【部分系統 V】　構造を Fig.10.25 に示します。故障は F1 地点における 2 回線送電線の 1 回線 3LG-O を模擬します。動態安定度が問題になる点は U 系統と同じですが，電力動揺の Locus 付近にある負荷 L1 が, 故障点から遠いにもかかわらず最も大きく電圧変動します。故障点から随分離れた所で問題が生じるという特異な事例です。

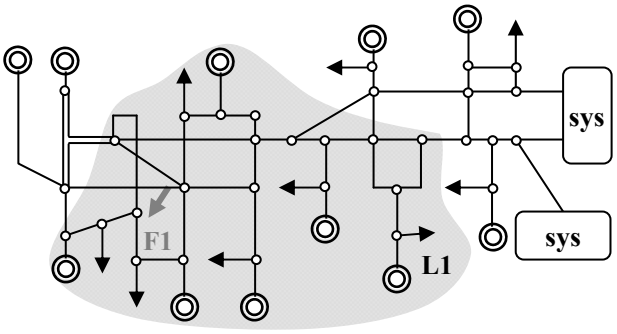

図 10.25 部分系統 V の構造

PV が RC（単独検出不使用）の場合の計算結果を Fig.10.26 に，ISL（単独検出使用）の場合の計算結果を Fig.10.27 に示します。本

例では故障発生から電圧動揺エンベロープ下端が 0.85 を超えるまでの時間を電圧回復時間とし，これを 1 秒以内に収めるために必要な SVC 量を求めます。計算結果は，RC と ISL の差異は小さく，むしろ CI に比して CZ の悪さが明らかです。これは電力動揺のあおりで電圧低下が生じるからであり，つまり，動態不安定よりも電圧不安定が支配的ということです。

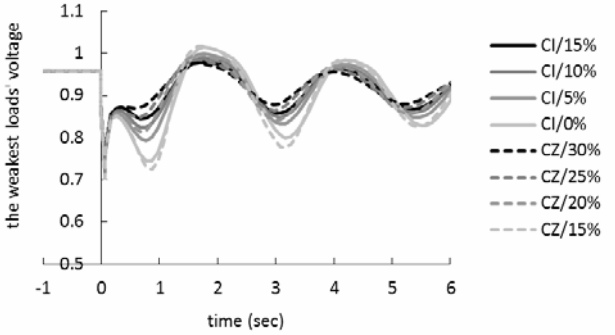

図 10.26 負荷電圧回復様相（sys V, RC）

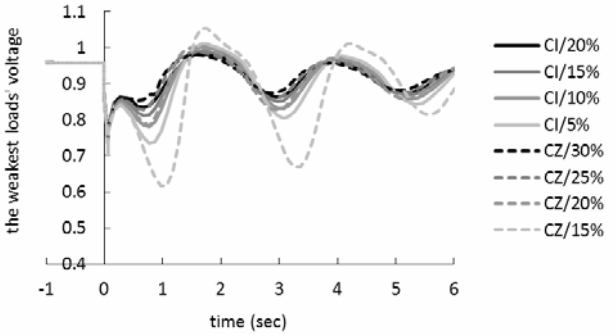

図 10.27 負荷電圧回復様相（sys V, ISL）

RE の電流回復が遅れることの害

電圧が回復したのに RE 電流が回復するのに時間遅れがある場合にも弊害が予想されます。部分系統 R の例を Fig.10.28 に紹介します。Fig.10.12 の系統図に灰色の背景を施した 9 負荷に並列している RE の出力を，故障クリアから 0.1 秒間だけ停止させることの弊害を，追加 SVC 量で評価してみました。計算結果では，所要 SVC 量が RE 容量の約 20%だけ多くなりました。

但しこの部分系統は規模が大きく，解析ツールの制約から灰色背景の 9 負荷以外の瞬低に伴う部分負荷停止が模擬できませんでした。その結果，回復遅れなしの基本ケースの SVC 所要量が前節 Fig.10.13 の計算結果より，RE 容量の 5%ほど多くなっています。しかし基本ケースからの差分をとれば，大きな誤差はないと期待していいでしょう。

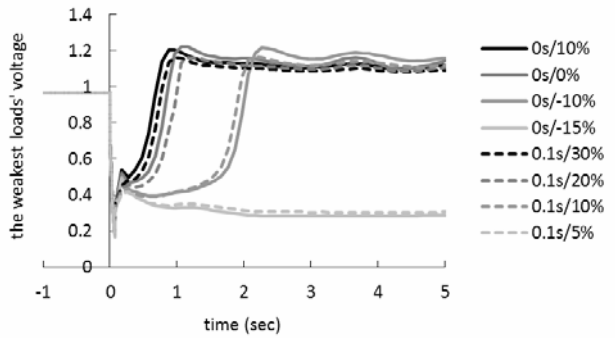

図 10.28 負荷電圧回復様相（sys R, delay）

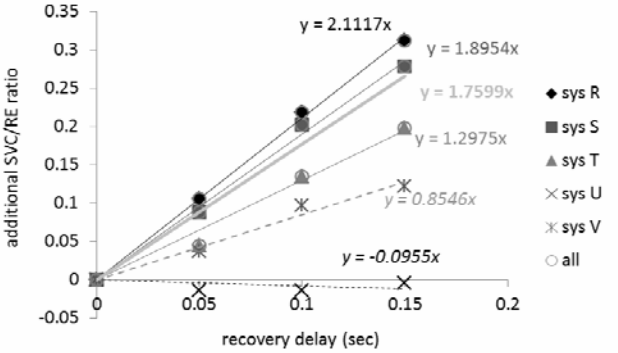

図 10.29 回復遅れによる増分 SVC

個々のシミュレーション結果は紙面の都合から省略しますが，故障クリア後の RE 出力一時停止時間を 0 秒，0.05 秒，0.1 秒，0.15 秒と変えてみました。部分系統 R 以外の 4 系についても計算しました。弊害は所要 SVC 量の増分（RE 容量比）で示します。その結果を要約すると Fig. 10.29 のようになりました。回復時間遅れの弊害は遅れ時間の長さにほぼ比例しています。過渡・電圧安定度が支配的な R，S，T 系統は似た傾向を示します。動態安定度が支配的な U 系統は回復遅れの弊害が極めて小さくなっています。過渡・電圧安定度と動態安定度の両方が影響する V 系統は両者の中間的な傾向を示しています。

故障クリア後の RE 出力一時停止 0.1 秒を想定したときの弊害をまとめると Table 10.3 のようになりました。表には前節の CZ 運転による弊害を比較のために掲載しました。0.1 秒出力回復遅れによる弊害は，5 部分系統全体で，SVC 増分コストにして 2,336 億円になりました。これは CZ 運転による弊害（4,154 億円）の 56%に相当します。決して無視できない弊害であると言えるでしょう。

表 10.3 回復遅れ 0.1 秒による悪影響

System	Demand (GW)	Additional SVC/RE ratio		Additional cost (billion ¥)	
		Due to CZ	Due to delay	Due to CZ	Due to delay
R	56.75	0.463675	0.218663	236,822	111.682
S	29.48	0.332102	0.202387	88.113	53.697
T	25.58	0.305542	0.197673	70.365	45.508
U	13.67	0.004640	-0.013650	0.571	-1.679
V	28.05	0.077386	0.096726	19.536	24.418
sum	133.50			415.407	233.626

所見

RE の DVS 機能は，電力系統安定度の改善に極めて効果的でありながら，RE 側だけで行う単独運転検出機能との間の矛盾から，採用しにくい状況になっております。しかし DVS ほど効果的ではなくても，低電圧時にも定電流（CI）運転を維持する RE は DCS（Dynamic Current Support）機能を有しており，電力系統安定度の維持改善に無視できない貢献を行いえます。逆に言えば，低電圧時に過電流を回避すべく定インピーダンス（CZ）運転に切り替わる RE は，せっかくの PCS 容量を系統安定のために使っていないとも言えます。また系統電圧回復よりも RE 電流回復が 0.1 秒遅れると CZ 運転の 56%の弊害になります。このように，過剰な保護を施すことで，せっかくの PCS 容量を系統安定度維持のために活用しない弊害は大きいといわねばならなりません。

わが国の 50Hz，60Hz 連系系統を極力忠実に縮約したモデルを用いて計算した結果，CI ではなく CZ とすることによる SVC の増分コストは 4,154 億円にもなります。よって電気機器の省エネ性能における「トップランナー方式」のように，CZ ではなく CI 運転するよう指導するのがよいと思います。しかしわが国では省エネルギーと電気事業を除いてはトップランナー方式が好ましくないと見なされているようなので，PCS を Dynamic Current Support 能力によりいくつかのランクに層別化し，低ランクの PCS には系統連系料金を課すのがよろしいのではないかと思います。

この機会に併せて新型単独運転検出機能の弊害を調べてみたましが，動態安定度が問題となる U 系統で若干の悪さを見せる以外は，大きな弊害を見せませんでした。解析 5 例の総計でも SVC 増分コストにして 352 億円にすぎず，CZ 運転の悪さに比べて罪はずっと軽いです。但し本稿の検討事例は限られており，今後も多くのケーススタディが必要であることは言うまでもありません。

RE の FRT のメリットなど，この種の計算においては，電力系統の適切なモデル化が必須です[(1-5)]。特に，電力の 50%以上を消費しているモータの存在を模擬すること，66kV 級中間母線から負荷端子に至る流通経路（負荷ブランチ）のインピーダンスを模擬することの 2 点は，致命的に重要です。さもないと，FRT 機能がないことの悪さ，電圧低下時に CI 運転から CZ 運転に切り替える

ことの悪さ，故障クリア後の出力を一時停止すること（回復遅れ）の悪さが，隠れてしまうからです。この 2 点については欧米で 20 世紀末から研究されてきましたが，先進国の中ではひとりわが国だけ，着手しておりません。今後，途上国へのコンサルティング活動などを行っていく際に障害となるかもしれないので，早急なキャッチアップが必要ではないかと思います。

加えてこの機会に，系統連系指針を制定する委員会等には電力系統の専門家が何人か参加しているべきであると指摘しておかねばならないことも，申し添えておきます。

文献

(1) 谷川，駒見 :「分散型電源に搭載する FRT 機能の経済的効果」，電学電力技術研究会資料，PE-13-95，(2013)

(2) Y. Yamagishi, and S. Komami : “Practical Power System Aggregation Considering Dynamic Loads”, IEEJ Trans. PE, Vol. 128, No.2, pp.381-387 (2008)

(3) 水尾，駒見 :「電力系統におけるモータ負荷のパラメータ同定精度向上」，電学論 B，132 巻 1 号，pp.71-76，(2012)

(4) 谷川友也・金尾則一・田岡久雄 :「分散型電源モデルの系統安定度解析結果に与える影響の検討」，平成 25 年電学 B 部門大，No. 146 (20013)

(5) 駒見 :「電力系統モデルの検証の重要性について」，電気学会誌，132 巻 12 号，pp.820-823，(2012)