

8. 配電電圧逸脱と RE

この課題を著者は最近になって検討を開始しました。この課題は多くの技術者が長年にわたって扱っており、著者としては誰も扱っていなかった安定度問題に優先的に取り組もうと考えたからです。しかし電圧逸脱についての研究成果を見ると、おかしな意見もあります。そこで著者も解析を試み、従来とは異なる知見が得られたので本章を興しました。

おかしな意見の第 1 は RE による電圧逸脱対策として、いきなり「双方向通信」をあげることです。この技術は開発途上のもので、それを前提に RE 大量導入を考えるのは Aggressive に過ぎると思います。保険として今から開発しておこうというのなら理解できますが、新技術に伴うビジネスに魅力があるため前のめりになっているのではないのでしょうか。まずは既存の技術でどこまで対応可能か見きわめて、もしそれで不足なら新技術を採用するのが順当でしょう。後に述べますが、現在利用可能な既存技術は 3 つあり、配電用変圧器のタップ制御、配電線途中に設置する一種の変圧器である SVR (Step Voltage Regulator)、PV の進み定力率運転です。

おかしな意見の第 2 は配電線電圧変動緩和策として SVC を用いることで、あたかもそれが常識のように語られていることです。SVC は高価な機器です。SVC の優秀性は分かっていますが、他のもっと経済的な対策を考慮するのが先決でしょう。例えば、今日の太陽光発電 (Photovoltaic, PV) の交流連系用インバータには IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor, 絶縁ゲート型バイポーラ・トランジスタ) を使います。IGBT はスイッチング周波数を高くしてやると系統に有害な高調波をほとんど発生しないという美点があります。またこの IGBT を用いたインバータは有効電力のみならず無効電力の発生・吸収が自在にできるという大きな長所があります。つまり PV は最初から SVC の機能を含んでいます。それならどうしてその機能を活用せずに SVC を追加するのでしょうか？

おかしな意見の第 3 は SVC や RE に電圧一定制御をさせようというものです。配電線のように抵抗分が多くリアクタンス (コイル分) が少ないネットワークに複数の電圧一定制御機器を設置すると、設定電圧の誤差により横流 (Cross Current) という大きな無効電力が流れます。自流式発電所では流量に応じて発電機台数を変えることで水車流量を許容範囲に収めるようにしており、そのため同一母線に複数の発電機を接続することが多くあるので、発電機に横流防止回路を設けています。論者は横流のことを知らないのでしょうか？ 電圧センサの誤差も問題です。0~120V の電圧センサに 2% (2.4V) の誤差があると、電圧を 101~107V の範囲に収めようとすれば、誤差を見込んで $101+2.4 \sim 107-2.4\text{V}$, つまり $103.4\text{V} \sim 104.6\text{V}$ の範囲に収めねばならず、許容範囲が $104.6 - 103.4 = 1.2\text{V}$ しかなくなってしまい非現実的です。

配電用変圧器のタップ制御

配電系統の電圧制御に最も効果的なものがこれです。経済的な方法ですが、欠点が 2 つあります。欠点の第 1 は、タップは離散値ゆえ滑らかな制御はできないことです。これにはタップ刻みを細かくすることで対応しており、普通は 1~2% 刻みです。欠点の第 2 は、タップ動作には時間遅れがあるので急激な電圧変動には追従できないことです。従来は問題となるほどの急激な電圧変動はありませんでした。しかし RE が普及すると、大きな風力発電機の並列、大量の PV の出力変動など、急激な電圧変動の要因が出現します。これは後で検討します。

【プロコン】 タップ制御では制御可能な対象はタップだけです。制御に利用可能な観測量は時刻 t 、変電所電圧 $\mathbf{V}$ (ベクトル)、変電所負荷電流 $\mathbf{I}$ (ベクトル) の 3 つだけです。最も原始的な制御は観測量のうち時刻 t と電圧 $\mathbf{V}$ を用いるもので、電圧の大きさ $|\mathbf{V}|$ をスケジュールで定めた値になるべく近くなるよう維持します。これを「プログラム・コントロール」、略して「プロコン」と呼びならわしています。

【ベクトル LDC】 LDC とは Line Voltage Drop Compensation (線路電圧降下補償) の略語で、制御に可能な観測量である時刻 t 、変電所電圧 $\mathbf{V}$ (ベクトル)、変電所負荷電流 $\mathbf{I}$ (ベクトル) の 3 つ全部を使って負荷電圧を推定し、これをスケジュールで定めた値になるべく近くなるよう維持します。プロコンよりは明らかに一段進化した制御で、長い歴史があります。

アナログ時代の LDC は、図 8.1 に示すように、計器用変圧器 PT と変流器 CT の低圧側に配電系統の縮小模型を作り、負荷電圧 $\mathbf{V}_{L2}$ を合成していました。これは $\mathbf{V}_{L2} = \mathbf{V}_2 - \mathbf{Z}_2 \mathbf{I}_2$ というベクトル計算をしていることに相当します。模型ですから、LDC のインピーダンス $\mathbf{Z}_2$ が現実のインピーダンス $\mathbf{Z}$ を正確に反映している限り、計算ミスをすることはありません。もし PV 大量普及でバンク逆潮流になったとしても、負荷電圧 $\mathbf{V}_L$ が上がったことを正しく認識できるので、変電所電圧 $\mathbf{V}$ を低めに制御し、電圧逸脱のリスクを軽減します。もちろんアナログ時代の設計者は RE によるバンク逆潮流など想定していなかったでしょうが、ベクトルによる正確な電圧計算を馬鹿正直 (と言っては失礼ですが) に実行していたことが今日の状況変化にも対応できる装置になっている理由であって、後世の我々としては感謝にたえないところです。

デジタル時代になったとき、著者の奉職する会社などではアナログ時代の LDC を忠実にデジタル化しており、バンク逆潮流にも対応可能という美点は相続しています。

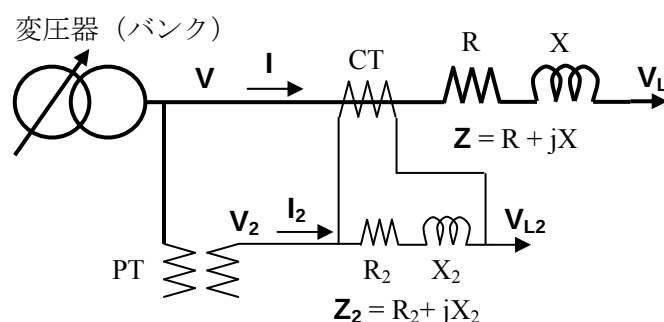


図 8.1 アナログ時代の LDC の構造

【スカラー LDC】 著者は最近気が付いたのですが、LDC にはもう 1 つ別法があるようです。各種会議で PV 大量普及時の電圧上昇問題を語る技術者の言葉に矛盾があり、スカラー LDC という別法が存在すると仮定すればこの矛盾が解消することに気づきました。聞き取り調査によりこの推理は当たっていたことがわかりました。この方式は負荷電圧の大きさ $|\mathbf{V}_{L2}|$ を電流の大きさ $|\mathbf{I}_2|$ を用いて近似的に $|\mathbf{V}_{L2}| \doteq |\mathbf{V}_2| - K |\mathbf{I}_2|$ というスカラー計算で求めています。K は正の定数ですから、負荷電圧は常に変電所電圧より小さく算出されます。バンク逆潮流のとき、現物の配電線では負荷電圧が上昇しますが、LDC は負荷電圧が低下すると誤って認識し変電所電圧を高めに制御するので、LDC は逆効果になり、電圧逸脱のリスクが高まります。

現在のところ系統連系規定ではバンク逆潮流を禁じています。その第 2 の理由として電圧管理上の問題をあげています。中でも最大の理由として LDC 逆効果をあげる技術者は大勢います。し

かし近年、この件についての規制緩和の要望は強くなっています。現在に至るまでスカラーLDCの存在に配慮してバンク逆潮流を禁じてきたことは仕方ない選択かもしれません。しかし今からベクトルLDCを標準として普及させていけば、バンク逆潮流禁止の解除に向けての大きな一歩になると著者は思います。

LDCの整定

LDCには縮約負荷までのインピーダンス $\mathbf{Z}$ と縮約負荷の目標電圧 $\mathbf{V}_{\text{ref}}$ を与える（整定する）必要があります。 $\mathbf{Z}$ と $\mathbf{V}_{\text{ref}}$ （あるいは電圧降下）には好ましい関係が存在するに違いなく、関係が好ましくなければLDCは十分な性能を発揮できないでしょう。

LDC整定値は負荷の分布状況によって変わってくるはずです。ここでは負荷分布として「平等分布負荷」と「扇状分布負荷」の2種類を想定します。これらは現実の負荷分布を良く反映したモデルとして広く使われているようです。

LDCの整定法としては「負荷中心法」、「電圧中心法」、および「等価ロス法（Y結線縮約法⁽³⁾）」の3種類を紹介、検討します。「負荷中心法」は前後の負荷量が等しくなる地点までの $\mathbf{Z}$ を用います。「電圧中心法」は電圧降下が終端での値の半分となる地点までの $\mathbf{Z}$ を用います。「等価ロス法」は詳細系統のロスを保存するように縮約負荷に至る $\mathbf{Z}$ を定めます。

以下、すべて1に規格化した単位法を用います。電圧降下の単位は全負荷が末端集中であった場合の値を1に規格化します。

【平等分布負荷】 「平等分布」負荷は配電線を直線で近似したときいずれの微小区間においても負荷量が等しい分布で、どんな教科書でも必ず扱っています。概念としては図8.2に示すように、主要街道や海と山の間の狭い平地に沿って需要が分布している状況を想定すればよいでしょう。

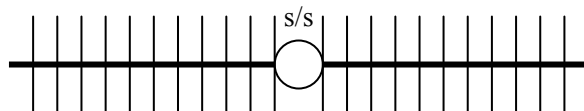


図 8.2 平等分布負荷の概念

変電所からの距離を x とすれば、微小区間の負荷電流密度は

$$\Delta I(x) = 1$$

となります。従って地点 x における通過電流は

$$I(x) = \int_{x=x}^1 \Delta I(x) dx = 1 - x$$

です。地点 x における電圧降下は負の値で表示すれば

$$\Delta V(x) = \int_{x=0}^x -I(x) dx = -\frac{x^2}{2} - x$$

となります。始端から地点 x までのロスは

$$L(x) = \int_{x=0}^x I(x)^2 dx = \frac{x^3}{3} - x^2 + x$$

となります。求めた電流、電圧、ロスの分布状況を図 8.3 に示します。併せて 3 種類の LDC 整定法によるインピーダンス整定値（変電所からの距離 x に規格化される）を示します。

負荷中心法では $I(x) = 0.5$ となる x は 0.5 です。つまり終端までのインピーダンスの半分に整定すればよいわけです。 $x = 0.5$ における電圧降下は $\Delta V(0.5) = -0.375$ です。一方、終端における電圧降下は $\Delta V(1) = -0.5$ です。従って LDC 整定インピーダンス $x = 0.5$ における電圧降下は終端における電圧降下の $-0.375 / -0.5 = 0.75$ 倍に整定しなければなりません。これを、負荷中心だから電圧降下も半分だろうと勘違いして 0.5 倍に整定すると、目標電圧が高めになり、バンク傘下の配電系統電圧が全体的に高めになります。

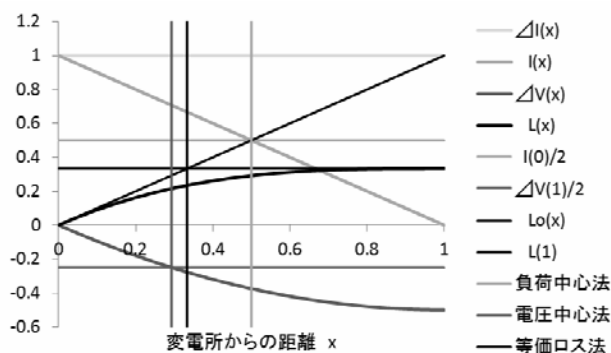


図 8.3 平等分布負荷の電流、電圧、ロスの分布

電圧中心法では方程式

$$\Delta V(x) = \frac{x^2}{2} - x = \frac{\Delta V(1)}{2} = \frac{-1}{4}$$

を解いて

$$x = \frac{4 - \sqrt{8}}{4} \doteq 0.292893$$

というインピーダンス整定値が得られます。電圧降下は、当然、終端の半分です。整定インピーダンスが意外に始端側（約 29%）になります。これを、電圧中心だから負荷も半分だろうと勘違いしてインピーダンスを 50%に整定すると、目標電圧が高めになり、バンク傘下の配電系統電圧が全体的に高めになります。

等価ロス法では始端から終端までのロス $L(1) = 1/3$ が末端集中負荷で得られるインピーダンス $x = 1/3$ が整定値になります。そこでの電圧降下は

$$\Delta V(1/3) = \frac{1}{18} - \frac{1}{3} = \frac{-5}{18} \doteq 0.277778$$

となり、これは終端での電圧降下の $(-5/18) / (-1/2) = 5/9 \doteq 0.555556$ 倍に相当します。つまり等価ロス法は、負荷中心法ほど終端側を見ておらず、電圧中心法ほど始端側を見ているのでもない、中間的な整定方法であるといえます。

【扇状分布負荷】 配電用変電所から複数の配電線が放射状に伸びている場合、概念としては図 8.4 に示すように、円形の変電所供給区域をピザを切ったように n 等分したような扇形を 1 つの配電線が供給している形態を想像すればよいでしょう。平等分布負荷と並んで、実際の負荷分布をよく反映したモデルとして用いられ、また多くの教科書にも解説されております。

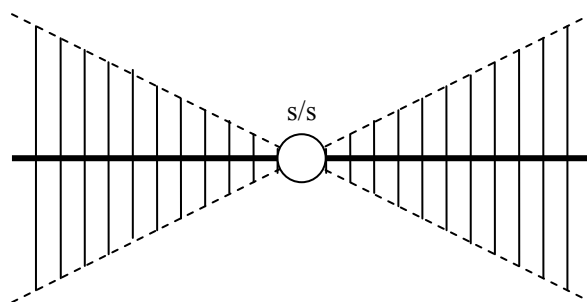


図 8.4 扇状分布負荷の概念

この場合は末端ほど大なる負荷分布になります。変電所からの距離を x とすれば、微小区間の負荷電流密度は

$$\Delta I(x) = 2x$$

となります。従って地点 x における通過電流は

$$I(x) = \int_{x=x}^1 \Delta I(x) dx = 1 - x^2$$

です。地点 x における電圧降下は負の値で表示すれば

$$\Delta V(x) = \int_{x=0}^x -I(x) dx = -\frac{x^3}{3} - x$$

となります。始端から地点 x までのロス

$$L(x) = \int_{x=0}^x I(x)^2 dx = \frac{x^5}{5} - \frac{2x^3}{3} + x$$

となります。求めた電流、電圧、ロスの分布状況を図 8.5 に示します。併せて 3 種類の LDC 整定法によるインピーダンス整定値（変電所からの距離 x に規格化される）を示します。

負荷中心法では $I(x) = 0.5$ となる x は $1/\sqrt{2}$ です。つまり終端までのインピーダンスの約 71% に整定すればよいわけです。 $x = 1/\sqrt{2}$ における電圧降下は $\Delta V(1/\sqrt{2}) \doteq -0.457107$ です。一方、終端における電圧降下は $\Delta V(1) = -2/3$ です。従って LDC 整定インピーダンス $x = 1/\sqrt{2}$ における電圧降下は終端における電圧降下の $-0.457107 / (-2/3) = 0.685660$ 倍に整定することになります。

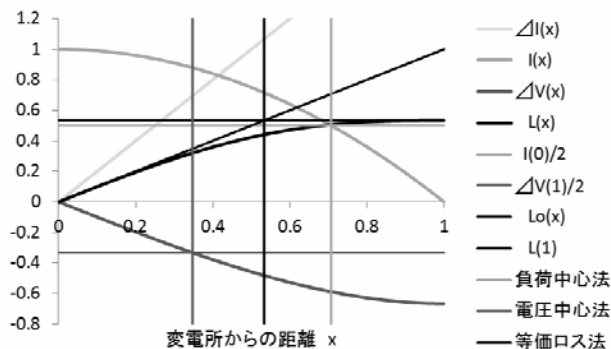


図 8.5 平等分布負荷の電流、電圧、ロスの分布

電圧中心法では方程式

$$\Delta V(x) = \frac{x^3}{3} - x = \frac{\Delta V(1)^2}{2} = \frac{-1}{3}$$

を解いて $x \doteq 0.347296$ というインピーダンス整定値が得られます。電圧降下は、当然、終端の半分です。整定インピーダンスは相変わらず始端側（約 35%）になります。

等価ロス法では始端から終端までのロス $L(1) = 8/15$ が末端集中負荷で得られるインピーダンス $x = 8/15$ が整定値になります。そこでの電圧降下は $\Delta V(8/15) \doteq -0.391111$ となり、これは終端での電圧降下の $-0.391111 / (2/3) = 5/9 \doteq 0.586667$ 倍に相当します。つまり等価ロス法は扇状負荷分布の場合も、負荷中心法ほど終端側を見ておらず、電圧中心法ほど始端側を見ているのでもない、中間的な整定方法であるといえます。

柱上変圧器のタップ系列によるバンク逆潮流の制限

さて、ベクトル LDC は RE 大量普及に伴う配電バンク逆潮流に対応可能という点で秀でていると述べました。ではベクトル LDC を採用しさえすればバンク逆潮流問題は解消するのでしょうか？ 残念ながら、そうではありません。それは柱上変圧器のタップは標準の 6600V/105V 意外に 6750V/105V や 6450V/105V が用いられるからです。順潮流の場合、変電所端は高压の電圧を高めをしたいのですが、低压の電圧が高くなりすぎます。そこで 6750V/105V のタップを採用して低压の電圧を低く抑えます。配電線末端では電圧が低下するので、6450V/105V のタップを採用して、高压の電圧が低くても低压の電圧を正常に保ちます。

このように柱上変圧器のタップ系列は電圧制御に有益な役割を演じているのですが、これは潮流が常に順潮流だったからです。順潮流に過度に適応したタップ系列は、逆潮流になったときに逆効果になってしまいます。

高压電圧の許容範囲は無負荷柱上変圧器二次電圧に換算して 101～107V であるとします。以下の 4 通りの柱上変圧器のタップ系列について高压電圧の許容範囲を、順潮流・逆潮流の場合について計算してみます。

(1tap) 柱上変圧器タップがすべて 6600V/105V のときです。高压電圧の許容範囲は次のように計算されます。範囲の広さは順潮流・逆潮流で変化しません。

順潮流 始端 $107V \times (6600V/105V) = 6726V$ 終端 $101V \times (6600V/105V) = 6349V$

逆潮流 始端 $101V \times (6600V/105V) = 6349V$ 終端 $107V \times (6600V/105V) = 6726V$

(2tapA) 柱上変圧器タップの多くは 6600V/105V ですが、終端近くでは 6450V/105V としています。終端近くで電圧降下が大きくなっても低压電圧を許容範囲に保つ効果的な方法です。高压電圧の許容範囲は次のように計算されます。範囲は順潮流で広がり、逆潮流で狭まります。

順潮流 始端 $107V \times (6600V/105V) = 6726V$ 終端 $101V \times (6450V/105V) = 6204V$

逆潮流 始端 $101V \times (6600V/105V) = 6349V$ 終端 $107V \times (6450V/105V) = 6573V$

(2tapB) 柱上変圧器タップの多くは 6600V/105V ですが、始端近くでは 6750V/105V としています。始端電圧を高め運用できるようにして終端での電圧を許容範囲に保つ効果的な方法です。高压電圧の許容範囲は次のように計算されます。範囲は順潮流で広がり、逆潮流で狭まります。

順潮流 始端 $107V \times (6750V/105V) = 6879V$ 終端 $101V \times (6600V/105V) = 6349V$

逆潮流 始端 $101V \times (6750V/105V) = 6493V$ 終端 $107V \times (6600V/105V) = 6725V$

(3tap) 柱上変圧器タップの多くは 6600V/105V ですが、始端近くでは 6750V/105V、終端近くでは 6450V/105V としているときです。2tapA と 2tapB のメリットを併用しています。高圧電圧の許容範囲は次のように計算されます。範囲は順潮流で大いに広がり、逆潮流では大いに狭まります。

順潮流 始端 $107V \times (6750V/105V) = 6879V$ 終端 $101V \times (6450V/105V) = 6204V$

逆潮流 始端 $101V \times (6750V/105V) = 6493V$ 終端 $107V \times (6450V/105V) = 6573V$

ここで負荷分布は平等分布であると仮定します。すると始端から規格化された距離 x ($0 < x < 1$) において、始端電圧からの電圧偏差 $\Delta V(x)$ は次のように計算できます。ただし負荷が末端集中のときの終端電圧偏差を -1 に規格化しています。

$$\Delta V(x) = -x + \frac{x^2}{2}$$

これで上記 4 通りのタップ系列について、許容される電圧の範囲をすべて使ったときの、変電所からの規格化距離 x に対する始端電圧からの偏差 $\Delta V(x)$ のプロファイルが計算できます。結果を図 8.6 に示します。

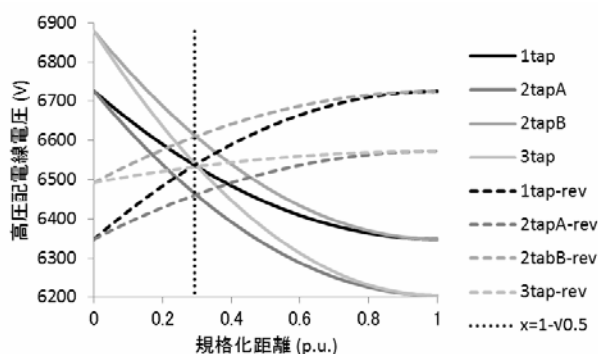


図 8.6 タップ系列と電圧プロファイル

図 8.6 で注目すべきは、順潮流時のプロファイル曲線と逆潮流時のプロファイル曲線が交差する地点までの始端からの距離 x_c が、どのタップ系列においてもほぼ同一なことです。微妙な差異はありますが、非常に小さいです。この距離 x_c は 1tap の場合には厳密に計算でき、

$$1 - \sqrt{0.5} = 0.292893$$

になります。始端から末端までのインピーダンス Z にこの値を乗じたものを LDC のインピーダンスとして整定すればよいでしょう。 x_c がこの値のときの高圧電圧は、始端電圧と終端電圧の平均値（あるいは最高電圧と最低電圧の平均値）をとります。従ってこれを LDC の電圧整定値に選定すればよいでしょう。

この LDC 整定方法は先に紹介した LDC の 3 種類の整定法のうち、「電圧中心法」に相当します。しかし現実の配電システムでは末端までのインピーダンス Z がどれだけかは、簡単には分かりません。そこで一旦「等価ロス法」で $Z/3$ を計算しておき（このとき有効・無効電力ロスと需要端の加重平均電圧が保存される）、

$$(1 - \sqrt{0.5}) / (1/3) = 0.878680$$

を乗じて LDC のインピーダンス整定値を求めることができます。

この LDC 整定法は、順潮流・逆潮流いずれの場合においても、高圧の許容電圧範囲のすべてを活用するので、純潮流時・逆潮流時とも最大限の潮流で運用できます。PV 大量普及によりバンク

逆潮流が現実化した配電バンクにおいて、この LDC 整定法は、純潮流時の運用限度を引き下げずに逆潮流時の運用限度潮流を確保するのに有益です。

こうして高圧の許容電圧範囲を最大限に活用したときの限度潮流 $P_{\max}$ は次のように計算されます。ここに V_{ss} は始端（変電所）の電圧、 V_{end} は末端の電圧です。係数 2 は $\Delta V(x)$ が $x = 1$ において $-1/2$ となるからです。

$$P_{\max} = 2 (V_{ss} - V_{end})$$

この関係を用いて柱上変圧器のタップ系列による限度潮流の違いを計算できます。1tap の場合を 1 に規格化して計算した結果を図 8.7 に示します。タップ系列拡大によって、順潮流の場合は許容限度潮流が拡大しますが、逆潮流の場合は縮小し、3tap の場合に至っては 1tap のときの 21% しか許容されません。

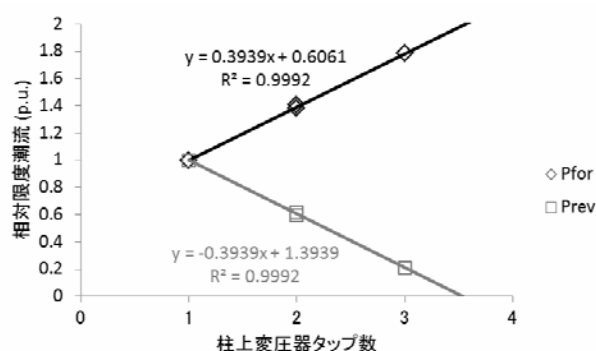


図 8.7 タップ系列と潮流限度

逆潮流時の許容限度潮流を拡大するには、柱上変圧器の固定タップ系列に替えて可変タップの SVR を導入するのが効果的です。しかし柱上変圧器のタップ変更は手間とコスト（停電回避のために電源車を手配するコストが大きい）のかかる仕事であり、現業からは嫌われると思います。

SVR

これは配電線の途中に単巻変圧器を置き、そのタップを切り替えて末端側の電圧を制御する装置で、これも長い歴史があります。代表的なものを紹介すると、6600V を中心に 100V 刻みで電圧上げ方向に 4 タップ、下げ方向に 3 タップを有しています。

SVR による電圧制御では系統中心側と末端側を識別することが重要です。タップを変えると系統中心側の電圧は変わらず、末端側の電圧が変わるからです。配電系統は作業などのために臨時の系統構成をとる場合が少なくなく、その際に SVR の系統中心側と末端側が逆転することも大いにあります。RE が無い時代は系統中心側から末端側に流れる順潮流だけだったので、潮流の方向を見れば系統中心側と末端側を識別でき、このことを利用して SVR が自動的にどちら側の電圧を制御すべきか切り替えるようにしております。ところが RE が大量普及して逆潮流が出現するようになると、もはやこの識別法は通用しません。そこで各種の識別法が開発途上にあります。SVR から両側を見たときのインピーダンスの違いに着目する方式が有力なようですが、何の機会にインピーダンスを計測するかが問題です。著者としては、最悪、遠方監視制御で人間が設定するという原始的な方法も考慮に入れておくのが良いと考えています。

PV の進み定力率運転⁽¹⁾

PV 大量普及に伴う配電線電圧上昇への対策には 2 種類あり、以上述べた 2 つは電力系統側で行うものです。ここで述べるものは PV 側で行うものです。

【進み力率・遅れ力率】 話の本題に入る前に「進み力率」、「遅れ力率」とはどんなことが学んでおく必要があります。系統連系規定や各種教科書類には「系統側から見て進み力率」というような記述が多く見られますが、進み力率・遅れ力率は見る方向に関係ありません。これは教科書類の執筆者自身が無効電力や力率について熟知していないためと思うので、ここに正確なところを書いておきます。

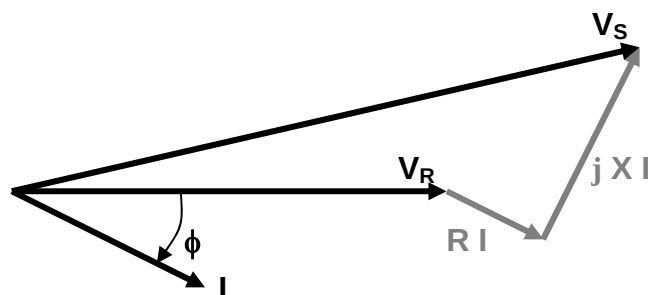


図 8.8 送・受電端電圧のベクトル図

どの教科書も交流電力回路の送電端・受電端のベクトル図として図 8.8 を掲載しています。図では電流ベクトル I の位相が受電端電圧ベクトル V_R の位相より ϕ だけ遅れています。電流位相が遅れているから、この状態での無効電力を「遅れ無効電力」と呼び、力率を「遅れ力率」と呼びます。

電力回路では有効電力が実部、無効電力が虚部という複素数で表現した複素電力を用います。その定義を、電力回路では電圧 V と電流の複素共役 I^* の積 $V I^*$ としています。電圧ベクトルの位相を基準にとると $V = V$, $I = I (\cos(-\phi) + j \sin(-\phi))$ です。複素電力を求めると

$$\begin{aligned} P + j Q &= V I^* = V I (\cos(-\phi) + j \sin(-\phi))^* = V I (\cos(-\phi) - j \sin(-\phi)) \\ &= V I \cos\phi + j V I \sin\phi \end{aligned}$$

ですから $P = V I \cos\phi$, $Q = V I \sin\phi$ ということになり、 P も Q も正の値です。よって電力回路では遅れ無効電力が正となるわけで、その根源は複素電力の定義を $V I^*$ としたことにあります。もし電流位相が電圧位相より進んでいれば Q は負の値をとります。これからわかることは、遅れ力率とは $Q/P > 0$ のことであり、進み力率とは $Q/P < 0$ のことです。遅れ無効電力とは有効電力 P が正ならば正の Q であり、進み無効電力とは負の Q です。「系統側から見て」という注釈は出てきません。ついでに「進み力率〇〇%」という表現を著者は好みません。物理的意味が希薄になると思います。どうしても力率を使いたいということなら、著者ならば $Q = -0.3P$ (進み 95% 力率相当) とでも表現するところです。

【電圧降下】 ベクトル図から受電端電圧 V_R を基準にとり送電端電圧 V_S を厳密にベクトル計算すると次のようになります。

$$V_S = V_R + (R + j X) I (\cos\phi - j \sin\phi) = V_R + (R I \cos\phi + X I \sin\phi) + j (X I \cos\phi - R I \sin\phi)$$

V_S の虚部は実部に対して小さいとして近似的に表わすと

$$V_S \doteq V_R + R I \cos\phi + X I \sin\phi$$

となります。ここで受電端の有効・無効電力は $P_R = V_R I \cos\phi$, $Q_R = V_R I \sin\phi$ ですが、正常時には電圧はほぼ 1 ですから

$$V_S \doteq V_R + R P_R + X Q_R$$

となります。電圧降下は

$$\Delta V = V_S - V_R \doteq R P_R + X Q_R$$

と近似表現され、おなじみの近似式が導かれました。

ところでもしここで $Q_R/P_R = -R/X$ とできれば $\Delta V \doteq 0$ とできることに気づきます。つまり進み力率 ($Q/P < 0$) には電圧降下 (上昇) を少なくするという作用があるのです。RE も負荷も進み力率にすれば配電電圧の変動はかなり抑制されるでしょう。負荷は進み力率とまではいかないまでも、力率の高い顧客は電気料金上の優遇措置があり、我が国の需要の力率はかなり高いものになっています。新規参入する RE は出力変動という原罪があるのですが、進み力率運転とすることにより電圧変動をかなり緩和でき、良き市民になりうる可能性が大いにあります。

定力率運転は水力発電所で広く長く使われており、特に問題なく良好に動作しています。定電圧運転のような横流は生じません。但し水力発電所で用いられるのは「遅れ定力率」運転です。これは山側から里側へ送電する際に、線路のリアクタンスで無効電力ロスを生じるので、これを水力発電所側で供給し、里側の変電所で補填しなくてもよいようにしようという発想によっています。当然、高出力時には山側の電圧は上昇するのですが、そこは覚悟の上で、水力発電所の主変圧器は発電機側の電圧が 5% ほど低くなるようなタップを選定しています。「進み定力率」の制御特性は「遅れ定力率」と何ら変わるものではなく、電圧上昇問題から進み定力率で運転する水力発電所も少数ながら現実存在するので、進み定力率を既存の利用可能な技術にカウントした次第です。

長い配電線の電圧シミュレーション

既存の電圧制御技術だけを用いて PV 大量普及時の電圧を計算してみます。題材には図 8.9 のような亘長 10km という長い配電線をとりました。

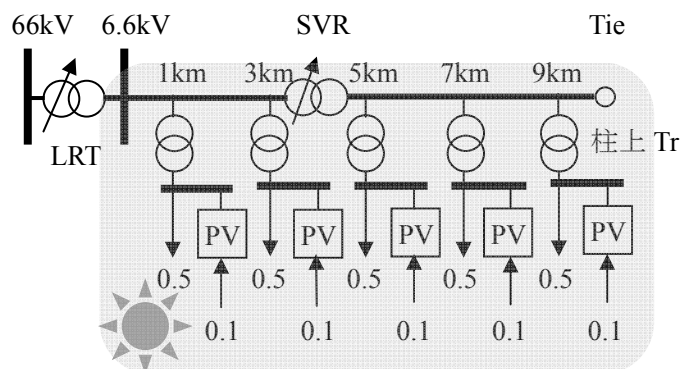


図 8.9 長い配電線での PV 出力増大

配電用変圧器は 20MVA に 5 フィーダーが接続するものとして 4MVA 相当のリアクタンスを持たせます。高圧配電線の太さは銅の 80sq, 負荷は平等分布です。5 つの区間に分割し、1 区間を

1 個の柱上変圧器, 1 個の負荷, 1 個の PV で集約表現します。柱上変圧器のインピーダンスは 0.5MVA ベースで $1+j3\%$, タップは 6600V/105V とします。このままでは変電所から 5km 以降の部分の電圧が低くなりすぎるので, 3km 地点と 5km 地点の間に SVR を置いて 2 タップ (3.1%) 電圧を上げています。時刻 10 分から 20 分にかけて各 PV が 0.1MW から 0.5MW に出力を急増します。配電線はほぼゼロ潮流になります。

PV は $Q=0$ から $Q=-0.4P$ の 5 段階, 配電用変圧器 (LRT) のタップ制御はプロコン, スカラー LDC, ベクトル LDC の 3 通りを想定します。プログラムは電中研 V 法ですが, スカラー LDC は扱えません。そこで近似的な表現ではありますが, ベクトル LDC の X_2 をゼロとしました。逆潮流までは扱えませんが, ゼロ潮流までなら良い近似になると思います。

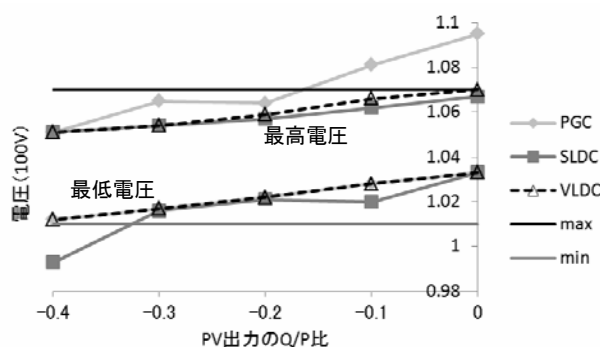


図 8.10 各ケースの最高・最低電圧

各計算ケースでシミュレーションを行いました。柱上変圧器 2 次側の最高・最低電圧を図 8.10 に示します。プロコン (PGC) では $Q=0$ と $Q=-0.1P$ の場合に最高電圧が 107V を超えています。スカラー LDC (SLDC) では $Q=-0.4P$ の場合に最低電圧が 101V を下回っています。低圧電線, 引込線の電圧降下を考慮して柱上変圧器 2 次電圧を 101V 以上に設定するのが望ましいので, これは電圧が低すぎます。ベクトル LDC (VLDC) では $Q=0$ から $Q=-0.4P$ の範囲では最高・最低電圧とも 101~107V の範囲に収まっていますが, $Q=-0.2P$ の場合に裕度が多くなっています。 $Q=-0.4P$ のような強度の進み力率では効果が下がっています。これは好都合なことです。強度の進み力率を実現するには PV のインバータ容量を少し大きくする必要があるからです。 $Q=-0.2P$ くらいの軽い進み力率ならば電流は 2% の増加にとどまり, PV がフル出力になるときは電圧が 2% ほど上がっていると思えば, PV インバータの容量増は不要となり, 小規模な PV のに経済的負担を強いることを回避できます。

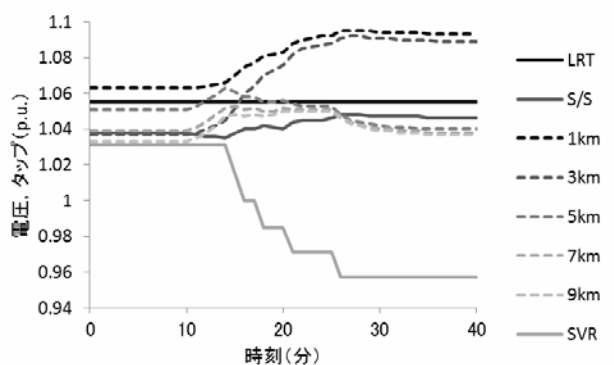


図 8.11 プロコン, $Q=0$ の場合

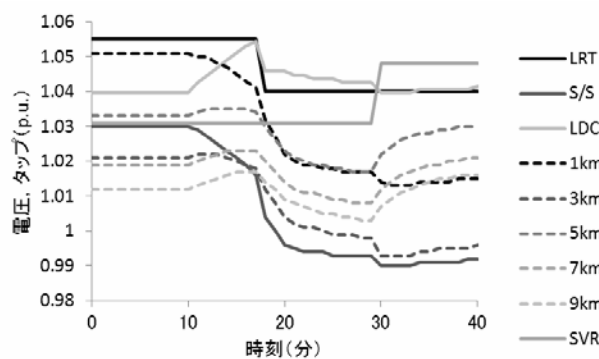


図 8.12 スカラー LDC, $Q=-0.4P$ の場合

代表的なケースを詳細に見てみます。プロコン, $Q=0$ の場合の各部の電圧, タップの時間的

推移を図 8.11 に示します。変電所電圧は大きく上昇しないので LRT のタップは動きません。SVR は標準的にベクトル LDC を搭載しているのでタップを+2 ポジションから-3 (最低) ポジションへと 5 タップ下げており、おかげで 5km 以降の負荷電圧は正常に保たれます。SVR を通過しない 1km と 3km 地点の負荷電圧は 107V を大幅に超過してしまいます。この電圧上昇のかかなりの部分は柱上変圧器で生じています。

スカラーLDC, $Q = -0.4P$ の場合の各部の電圧, タップの時間的推移を図 8.12 に示します。PV が無効電力を吸収するのでリアクタンス X により電圧低下する分をスカラーLDC は無視し、負荷電圧を実際よりも高めに誤って計算し (図中の LDC の線), LRT タップを 1 刻み下げ、負荷電圧は低めになっています。SVR はベクトル LDC 制御なのでタップを 1 刻み上げて低すぎる後方の負荷電圧を修正しています。SVR 前方の負荷電圧は低いまま放置され、3km 地点では 101V を下回ってしまいました。

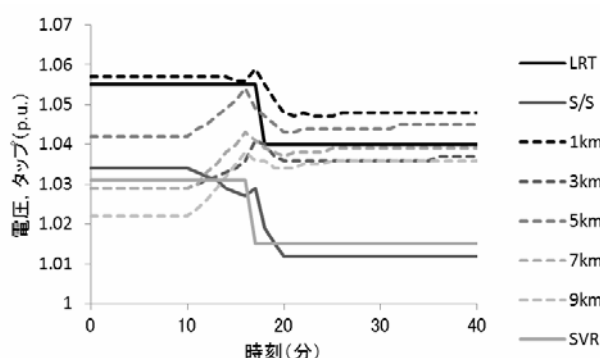


図 8.13 ベクトル LDC、 $Q = -0.2P$ の場合

比較的うまくいったベクトル LDC, $Q = -0.2P$ の場合の各部の電圧, タップの時間的推移を図 8.13 に示します。LRT も SVR も 1 タップずつ下げており、負荷電圧は 101~107V という好ましい範囲の中央の 104V に向かって収束していくように見えます。

このモデル配電線は結構厳しい条件だと思うのですが、既存技術の組合せで対応できています。この結果から、双方向通信, SVC のような高価な対策を検討する前に既存技術の組合せでどこまで対処できるか試算してみることが重要であることがわかります。

なお、電圧維持に最も貢献するのは LRT のベクトル LDC です。しかしその能力を存分に発揮するには適切な LDC インピーダンス Z_2 をと電圧目標値 V_{ref} を与える必要があります。LDC の整定法は既に 3 種類を紹介しましたが、ここではその中で最も実用的と思われる等価ロス法 (Y 結線縮約法) について、もう少し詳細に述べておきます。LRT 傘下の負荷を 1 つに集約表現するとき、配電ネットワークの有効・無効電力損失を保存するよう Z_2 を定めればよいのです。そうすれば負荷の加重平均電圧が近似的に保存されます。

このことは簡単に証明できます、Y 結線法は基準点から問題とする負荷までの経路に沿ってインピーダンス Z_i と潮流 P_i の積を累計した複素位相 θ の負荷 kW 加重平均を保存します。つまり

$$\theta = \sum (Z_i P_i), \quad Z_i = R_i + j X_i$$

です。ここで各経路の Q/P 比は変電所端の Q/P 比と同じで $Q/P = a$ であると仮定しても大きく外れることはないでしょう。すると

$$\theta = \sum \{ (R_i + j X_i) P_i \} = \sum (R_i P_i) + j \sum (X_i P_i)$$

が保存されることになります。その実部、虚部は各々保存されます。虚部に注目すると

$$\Sigma (X_i P_i) = (1/a) \Sigma (X_i Q_i)$$

が保存されるので、当然、

$$\Sigma (R_i P_i + X_i Q_i)$$

も保存されるのですが、この式の（ ）内は経路の電圧降下を表わす近似式にほかなりません。よって負荷に至る経路の電圧降下の加重平均が保存されます。

こう言うと、「平等分布ではロスが末端集中の 1/3 だが、電圧降下は 1/2 であり、ロスを保存しても電圧降下は保存されない」と反論する声が配電部門から聞こえてくるような気がします。そこで平等分布を例題にとって計算してみます。始点を $x = 0$ 、終点を $x = 1$ とします。平等分布のときの地点 x における電流は $I(x) = 1 - x$ です。始点から地点 x までの電圧降下の累計は

$$\Delta V(x) = \int_{x=0}^x (1-x) dx = x - \frac{x^2}{2}$$

ですから、末端 $x = 1$ における電圧降下は確かに（末端集中の）1/2 です。しかし全区間の負荷の平均電圧降下は

$$\Delta V_{\text{ave}} = \int_{x=0}^1 \left(x - \frac{x^2}{2}\right) dx = \left[\frac{x^2}{2} - \frac{x^3}{6} \right]_{x=0}^1 = 1/3$$

となり、末端集中場合の 1/3 になります。もちろんロスも

$$P_{\text{loss}} = \int_{x=0}^1 (1-x)^2 dx = \left[x - x^2 + \frac{x^3}{3} \right]_{x=0}^1 = 1/3$$

となりますから、ロスの保存が電圧降下加重平均の保存と矛盾することはないわけです。平等分布の場合の電圧降下加重平均が末端集中の場合の 1/3 になることはとても重要なことなのに教科書で全く触れられていないのは奇妙です。昔の偉い先生が演習問題に取り上げるつもりで本文での記述を省略したまま演習問題に取り上げるのを忘れたのではないかと想像します。その後の先生方が何も疑問を持たなかったらしいことも奇妙なのですが。

バンク逆潮流の電圧シミュレーション

しかし現実には 10 km という長い配電線は滅多にありません。それでは配電線の平均的な長さはいくつのくらいでしょうか。北陸地域の可住地面積は 4300km² あります。そこに配電用変電所が 180 箇所あります。1 箇所あたりの面積は 24km² で、これを正方形と考えて、対角線の半分の長さは 3.5km になります。このあたりが配電線の平均的な長さということになりましょう。ですが、PV は土地の安い郊外に普及すると思えば、配電線の長さはもう少し長く見積もっておいた方が無難でしょう。そこで本稿では 5km を標準とします。

また、ここまでは単一の配電線を題材とし、配変バンクは 1 配電線に見合った容量に縮小した簡易計算をしてきました。しかし実態は、配変は 20MVA くらいが一般的であり、その傘下にピーク需要 4MW ほどの 5 配電線があります。配電線には多様性があり、これは LDC の効果を抑制する一因となります。本節では配電線の多様性を長さの面で考慮し、標準的な 5km の他に、短い 4km, 3km, および長い 6km, 7km の 5 配電線を同一配変バンクで供給し、配電線に多様性がある

場合でも配変タップ（LTC）のベクトル LDC 制御と PV 進み定力率運転の組み合わせが有効であるか否かを確かめてみます。

その前に、PV の進み力率は以前から考慮・採用されてきましたが、その目的が時代とともに変遷してきたように思えるので、一旦整理しておきます。

【PV 進相運転の役割の変遷】 太陽光発電（Photovoltaic, PV）の普及の初期においては同一柱上変圧器傘下に多数の住宅用 PV が連系することが心配されました。このローカル低圧系統の解析では高圧電圧は一定と見なしてよく、柱上変圧器以下のインピーダンスは抵抗分が結構大きいので、PV 端の電圧上昇を緩和するには相当強い PV 進相運転が必要となります。結果的に PV 端電圧がある閾値を超えると進み 85%という強度の進み力率運転をする方式が開発されました。PV が定格出力運転中、電圧が 107%あって進み 85%力率運転をすると PV 電流は $1 / 0.85 / 1.07 = 1.10$ となるから、PCS は少なくとも 10%の容量増を要します。これはコスト増増要因となります。

PV の普及がさらに進展すると、柱上変圧器傘下の低圧系統電圧よりも配電用変圧器傘下の高圧系統電圧の上昇を緩和することが PV 進相運転の役割と考えられるようになりました。既に開発されている閾値つき 85%進相運転では電圧異常になった一部の PV だけが進相運転するにすぎないから、配電用変圧器傘下の PV の平均的力率はさして進相にならず、従って電圧上昇緩和効果が限定的である割には PCS のコスト増だけが残るという事態になりました。

発想を転換して、閾値を廃止して常時進相運転するという対案がありえます。「一人はみんなのために」、つまり自分の電圧は正常であっても、他の PV の電圧上昇を回避するため、自分も進相運転するのです。「みんなは一人のために」、つまりその果実は最も電圧の高い PV の電圧上昇緩和として現れます。PV が定格出力運転中、電圧が 102%あって進み 98%力率運転をすると、PV 電流は $1 / 0.98 / 1.02 = 1.00$ となるから、PCS の容量増は無用です。

常時進相運転に対してはロスが増えるという批判がありました。確かにロスは微少ですが増えます。しかし配電ネットワーク電圧全体が低めになるので負荷消費電力が減少し、変電所送電電力はかえって減少します。配電ネットワークには配電用変圧器と SVR（Step Voltage Regulator）以下には自動タップ調整機能がなく、平均的には定電流に近い負荷の電圧特性が支配的になっています。電圧が少々低めになっても需要側に支障がないとすれば、進相運転は「省エネ」には貢献するといえるでしょう。ネットワークのロスという一部だけを見てはいけません。

従来の解析やシミュレーションでは配電用変圧器のリアクタンスとタップ制御が十分考慮されていませんでした。またネットワークの模擬の妥当性の検証がなされていません。そこで著者らは配電用変圧器のリアクタンスとタップ制御を模擬するのに加え、現実のネットワークを縮約模擬したシミュレーションを実測と照合して妥当性を検証したうえで、PV 進み定力率運転と配電用変圧器タップのベクトル LDC 制御の組合せが全国 53GW 程度の PV 普及に対して十分な性能を有することを実証しました⁽¹⁾。しかしシミュレーションでは、そうなることは分かっても、どうしてそうなるかは分かりません。本稿ではその理論的説明を試みます。理論の結果はシミュレーションで検証してみます。ここでは架空のモデルではありますが、実系統を意識した現実味のあるものを用います。現実の系統では用いた定数を紙面に書ききれないからです。

【配電系統モデル】 例題に用いた配電系統モデルの構造を図 8.14 に示します。20MVA 配電用変圧器が長さ 3km, 4km, 5km, 6km, 7km の 5 フィーダーに供給しています。1 フィーダあたりのピーク需要は 4MW 程度ですから、不等率 1.05 程度を勘案して、1 バンクが 5 フィーダーに供

給する形態が丁度よく、現実もそうになっています。バンクのインピーダンスは自己容量 (20MVA) ベースで $j14.4\%$ 、10MVA ベースで $j7.2\%$ です。この値は 66kV 級変圧器としては高い値ですが、配電ネットワークの短絡電流を 12.5kA 以内に抑制するために仕方なくとられている方策です。バンクのタップ制御はベクトル LDC とプロコン (PGC) の 2 通りを想定します。各配電線は 5 区間に等分され、変電所側の第 1 区間は無負荷、他の 4 区間は負荷が平等分布しています。高压電線のサイズは第 3 区間までは OC150sq でインピーダンスは $3.21 + j7.80 \%/km$ (at 10MVA base)、第 4 区間以降は OC80sq でインピーダンスは $6.00 + j8.22 \%/km$ (at 10MVA base) です。

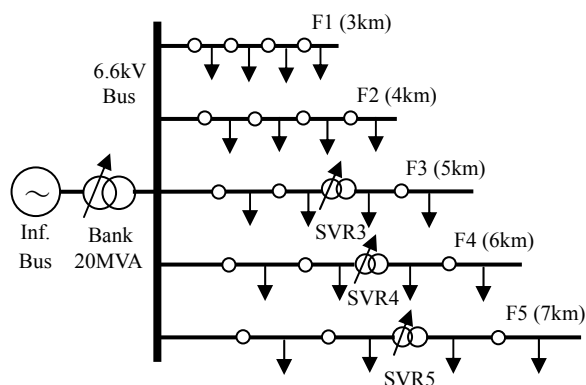


図 8.14 解析対象配電システムの構造

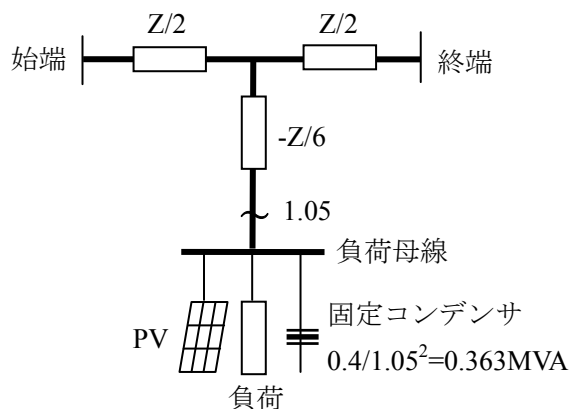


図 8.15 各区間の構造

各負荷区間は図 8.15 の構造を有します。区間の高压電線インピーダンスを Z とするとき、Y 結線法という技法を用いて平等分布する負荷を一つに縮約すると図のようになります。これで負荷平均電圧と有効・無効電力ロスが保存されます。負荷母線は高压端ですが、無負荷柱上変圧器を置いた時の二次電圧で表わすのが何かと便利のため、タップ 1.05 を置いています。負荷は、重負荷時は $1MW + j0.3MVar$ 、軽負荷時は $0.6MW + j0.18MVar$ とします。力率補償用高压固定コンデンサが 0.4MVA ありますが、タップ比を考慮してタップ二次で 0.363MVA とします。PV は定格出力 1.1MW で、初期値 0.1MW から 10 分間で 1.1MW に増大した場合の電圧を計算します。1 フィーダーには 4 区間があるから、ロスを見捨てると PV 出力変動前後の各フィーダーの潮流は次のようになります。

重負荷時 $3.6MW \Rightarrow -0.4MW$

軽負荷時 $2.0MW \Rightarrow -2.0MW$

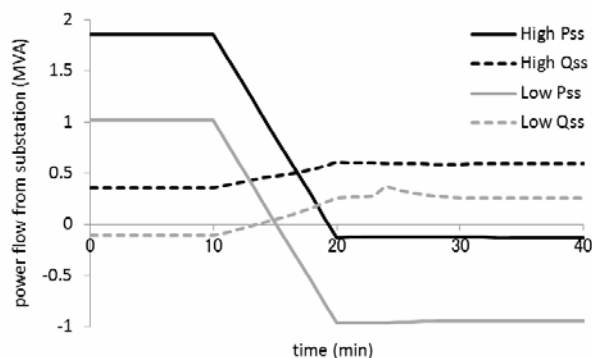


図 8.16 変電所送出電力の時間推移

配変タップ (LTC) がベクトル LDC 制御, PV が $Q/P = -0.2$ のとき変電所から送り出す有効・無効電力の時間的変化 (重負荷時・軽負荷時) は図 8.16 のようになりました。重負荷時は PV 発電増に伴い有効・無効電力ロスが大幅に減少しますが, 軽負荷時はロスに大きな変化がありません。

【縮約モデルでの簡略計算】 配電用変圧器をリアクタンス X_T と理想タップ切替器 LTC の直列で表現するのは詳細モデルと同じです。 X_T の値は前述の通り 7.2 % (at 10MVA base) です。

配電ネットワークは手計算できる程度に簡略化する必要があります。ここでは Y 結線法という技法を用いて図 8.17 のように表現します。変電所母線から負荷端子に至る配電ネットワークは 1 個のインピーダンス $R_D + jX_D$ で表現し, その背後に負荷, PV, 固定コンデンサを集約して置きます。過程は省略しますが, 本例の $R_D + jX_D$ の値は $1.447 + j3.462$ % (at 10MVA base) となりました。このとき注意すべきは SVR 背後の負荷は SVR 前面に集約して縮約計算することです。なお SVR は実態を反映してベクトル LDC 制御とします。

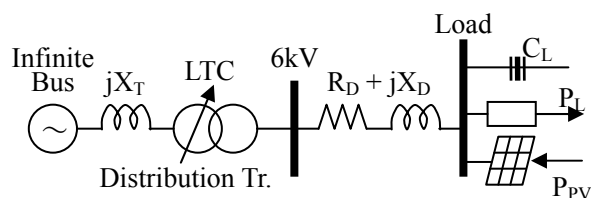


図 8.17 配電システムの縮約モデル

電圧一定とみなしうる場所から負荷に至る経路のインピーダンス $R + jX$ による電圧変動 ΔV は, 負荷・PV の変動を $\Delta P + j\Delta Q$ とすると, 証明は略しますが近似的に

$$\Delta V = R \Delta P + X \Delta Q \quad (1)$$

と表現できます。電圧変動をゼロにする Q/P 比は

$$(\Delta Q / \Delta P)_{\text{opt}} = -R/X \quad (2)$$

となります。 $(Q/P)_{\text{opt}} = -R/X$ なる定力率運転はこの条件を満たします。

LDC 制御の場合, 変電所 6kV 母線電圧は成り行きとなり, 電圧一定とみなしうる場所は変電所の特別高圧 (77kV 級) 母線になります。従って

$$\begin{aligned} R + jX &= 1.447 + j(7.2 + 3.462) = 1.447 + j10.662 \% \\ (Q/P)_{\text{opt}} &= -1.447/10.662 = -0.136 \end{aligned}$$

となります。 $Q/P = -0.2$ (進み 98% 力率相当) 程度の軽い進み定力率でも, やや過補償になります。 R/X 比の大きい柱上変圧器以下も考慮すれば妥当と思われますが, それは次の課題です。 Q/P 値が上記最適値付近であれば LTC タップは変動しないでしょう。

PGC 制御の場合, 離散値制御ではありますが変電所 6kV 母線電圧を目標電圧に制御するから, 電圧一定とみなしうる場所は変電所の 6kV 母線になります。従って

$$\begin{aligned} R + jX &= 1.447 + j3.462 \% \\ (Q/P)_{\text{opt}} &= -1.447/3.462 = -0.418 \end{aligned}$$

となり、これは 92%力率相当という強い進み力率です。R/X 比の大きい柱上変圧器以下も考慮すればもう少し強めの進み力率が妥当であり、旧来の進み 85% ($Q/P = -0.620$) は PGC 制御の場合においては妥当な値です。なお PGC 制御の場合は Q/P 比が上記最適値付近であっても、6kV 母線電圧を維持するため、LTC タップは頻繁に変動するでしょう。

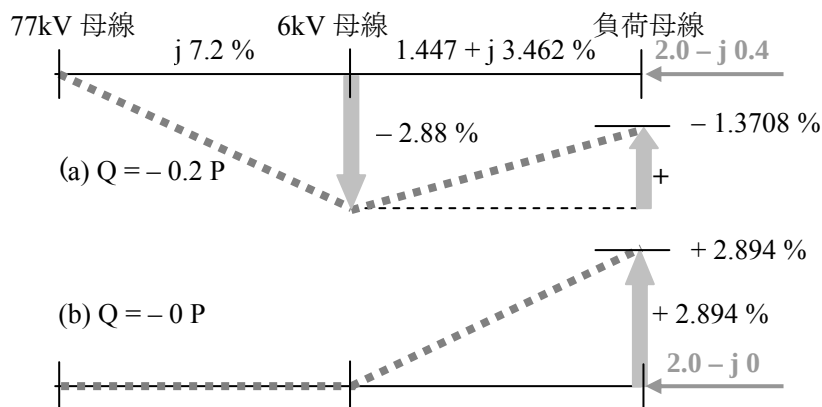


図 8.18 電圧分布の簡易計算 (タップ変動なし)

電圧配分は図 8.18 のように簡易計算できます。

$Q = -0.2 P$ の場合、PV 出力増分は 10MVA ベースで $2.0 - j 0.4$ です。配変バンクでの電圧上昇 ΔV_T と配電線での電圧上昇 ΔV_D は、次のように簡易計算できます。

$$\Delta V_T = -7.2 \% \times 0.4 = -2.88 \%$$

$$\Delta V_D = 1.447 \times 2.0 - 3.462 \% \times 0.4 = +1.5092 \%$$

従って負荷母線電圧上昇は $\Delta V_L = \Delta V_T + \Delta V_D = -1.3708 \%$ となります。もし LDC 制御ならば LTC は 1 タップ上げ、タップ刻みは約 1.4% ですから、6kV 母線、負荷母線とも電圧は図より約 1.4% 上昇し、結果的に負荷母線電圧は 0.03% 上昇するでしょう。もし PGC 制御ならば LTC は 2 タップ下げ、6kV 母線、負荷母線とも電圧は約 2.8% 上昇し、結果的に負荷母線電圧は約 1.43% 上昇するでしょう。LDC 制御の方が、負荷母線電圧変動は少なく、LTC タップ動作も少ないことに注目されます。

$Q = -0 P$ の場合、PV 出力増分は 10MVA ベースで $2.0 - j 0$ です。配変バンクでの電圧上昇 ΔV_T と配電線での電圧上昇 ΔV_D は、次のように簡易計算できます。

$$\Delta V_T = -7.2 \% \times 0 = 0 \%$$

$$\Delta V_D = 1.447 \times 2.0 - 3.462 \% \times 0 = +2.894 \%$$

従って負荷母線電圧上昇は $\Delta V_L = \Delta V_T + \Delta V_D = +2.894 \%$ となります。もし LDC 制御ならば LTC は 2 タップ下げ、6kV 母線、負荷母線とも電圧は約 2.8% 低下し、結果的に負荷母線電圧は 0.09% 上昇するでしょう。もし PGC 制御ならば LTC タップは動かず、結果的に負荷母線電圧は約 2.89% 上昇するでしょう。PV が進み定力率運転しない場合でも、LDC 制御の方が、負荷母線電圧変動は少なく、LTC タップ動作も少ないことに注目されます。

但し、以上の計算は無効電力ロスを無視した近似計算です。軽負荷時は PV 増発前後の潮流の絶対値が同じだからロスの影響がほとんど現れず、やや過補償の PV 進み定力率の影響がそのま

ま現れるでしょう。しかし重負荷時は PV 増発により潮流絶対値が大きく減少するので、ロスも減少し、ネットワーク全体の無効電力が過剰気味になるから、やや過補償の PV 進み定力率が過剰気味の無効電力を吸収し、過補償の影響が強いは現れないものと想定されます。もっとも、そのように重負荷・軽負荷時の潮流を設定したわけですが。

【シミュレーション】 初期状態では SVR3 を用いなくても電圧が維持できていたので、素通しタップに固定しました。重負荷時と軽負荷時、LTC 制御がベクトル LDC と PGC, PV の力率制御が $Q = -0.2P$ と $0.0P$ で、都合 $2 \times 2 \times 2 = 8$ ケースについてネットワーク内の最高電圧と最低電圧の時間的变化を図 8.19 に示します。

軽負荷期には盛大なバンク逆潮流になっているのですが、LDC 制御・ $Q/P = -0.2$ の組合せでは、最高電圧は 107V 以下に抑制されています。PGC 制御・ $Q/P = -0.0$ の組合せでは、重負荷期・負荷期とも最高電圧が上限の 107V を超過します。いずれの制御でも最低電圧が下限の 101V を下回ることはありません。PV による電圧上昇問題は、新技術の必要性を意味するのではなく、既存技術の単なる選択ミスのように思えてきます。

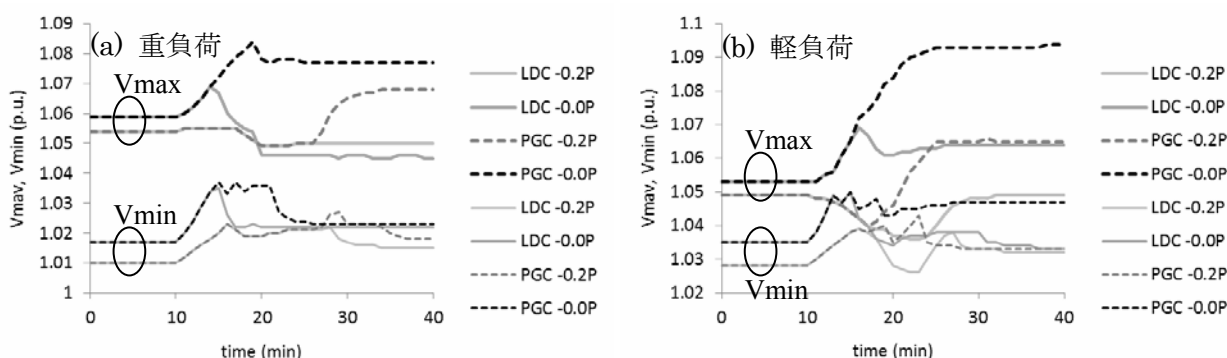


図 8.19 最高・最低電圧の時間推移

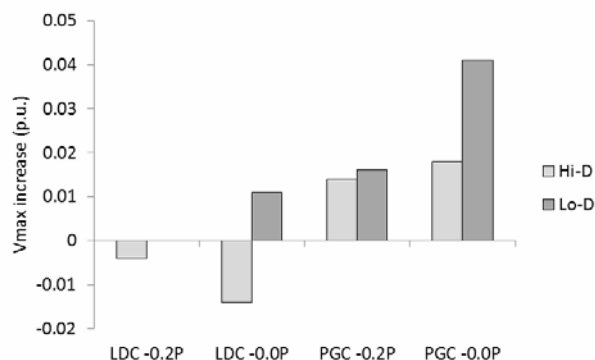


図 8.20 各制御方式の最大電圧上昇幅比較

4 種類の制御組み合わせにおける最高電圧上昇量の比較を図 8.20 に示します。至極当然のことですが、LDC と PGC では PGC の上昇量が大きくなっています。 $Q/P = -0.2$ と $Q/P = -0.0$ では $Q/P = -0.0$ の上昇量が大きいです。重負荷期と軽負荷期では軽負荷期の上昇量が大きいです。これは、軽負荷期の方が PV 増発後の逆潮流が圧倒的に大きいからです。

変電所 6kV 母線電圧と配電用変圧器 LTC タップの推移を図 8.21 に示します。LDC 制御の場合は負荷 (PV) 電圧を維持した結果、変電所電圧は低めになります。PGC 制御の場合、変電所電圧はほぼ一定に保たれます。LDC 制御・ $Q/P = -0.0$ の場合に LTC は最もタップを下げ、PGC 制御・ $Q/P = -0.2$ の場合に LTC は最もタップを上げます。

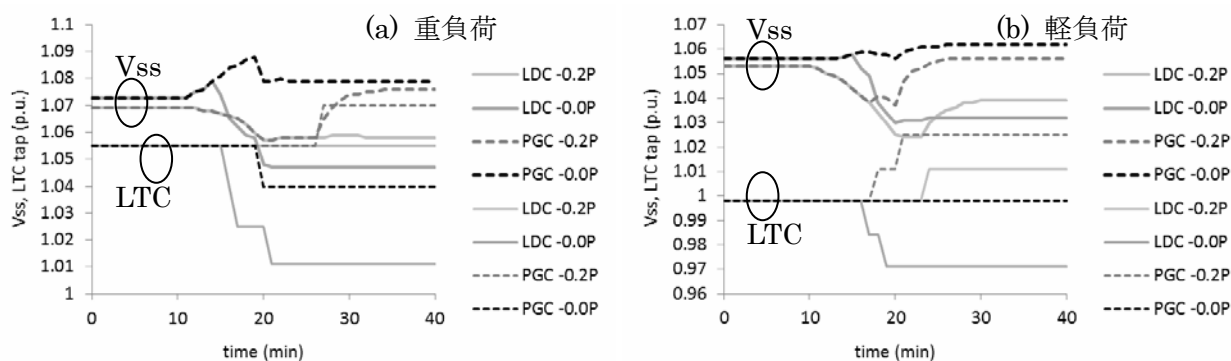


図 8.21 変電所電圧とタップの時間推移

4 種類の制御組み合わせにおける LTC タップ変化を比較すると図 8.22 のようになりました。軽負荷時 (Lo-D) は簡易計算 (approx) と一致します。重負荷時 (Hi-D) は無効電力ロスが減るため全体に 1 タップ下げています。LDC 制御で $Q/P = -0.2$, および PGC 制御で $Q/P = 0$ においてタップ変化が少なくなっています。

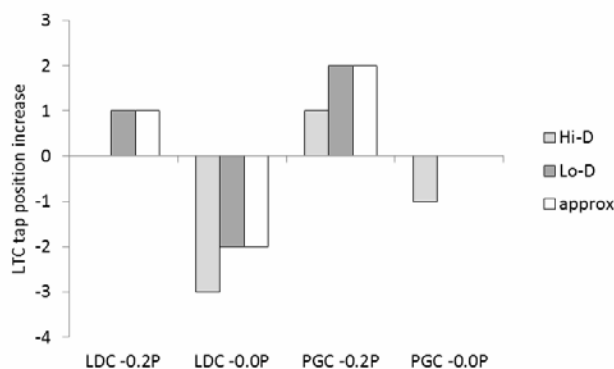


図 8.22 各制御方式のタップ上昇比較

【ロスの観点と省エネルギーの観点】 PV が 1 以外の遅れまたは進み力率運転をするとネットワークのロスが増えることは一般的によく知られています。本例の重・軽負荷期, PV 増発前・後の, 都合 $2 \times 2 = 4$ 断面の平均ロスを図 8.23 に示します。確かに $Q/P = -0.2$ は $Q/P = -0.0$ よりロスが若干多くなっていますが, それよりも, LDC が PGC よりロスが多いです。ロスの観点からは LDC や PV 進み定力率は好ましくないように見えます。

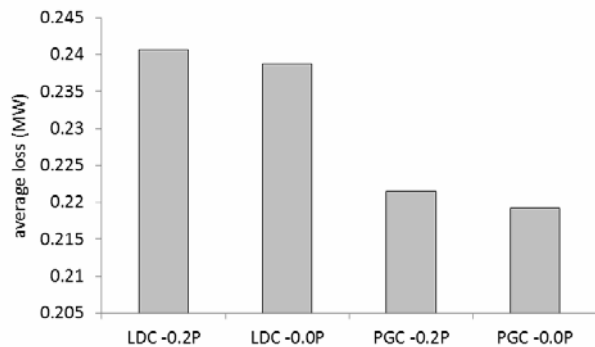


図 8.23 各制御方式の平均ロス比較

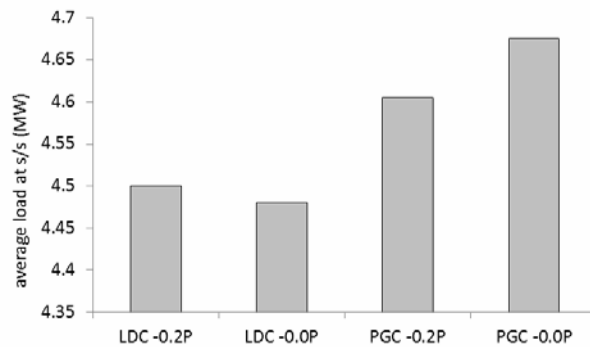


図 8.24 各制方式の変電所送出電力比較

ところが, 同じ 4 断面平均の変電所からの送電電力を比較すると図 8.24 のようになります。需要側に支障がなければ, 送電電力が少ないほど省エネルギーになっており, 好ましいわけです。

本例では LDC の方が省エネになっています。進み定力率は一概にどうこうとは言えないようです。

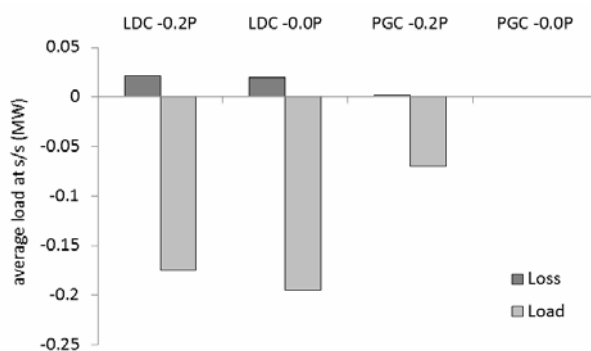


図 8.25 各制御方式のロスと送電電力の比較

図 8.24 の目盛は図 8.23 の目盛より一桁大きいです。そこで最も原始的な PGC・ $Q/P = -0.0$ のケースとの差をとり、ロスと送電電力を一括して表示すると図 8.25 のようになります。ロスの観点より省エネルギーの観点の方が圧倒的に違いが大きく、LDC が PGC に優ることは明かです。

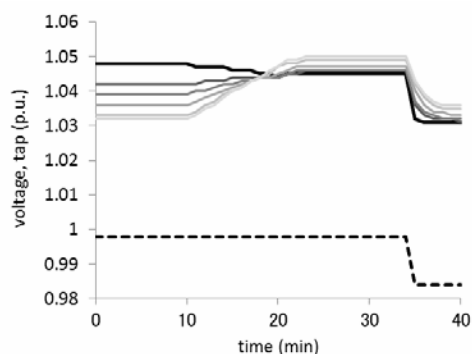
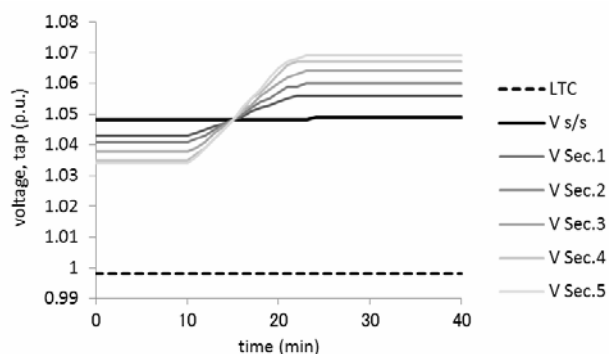
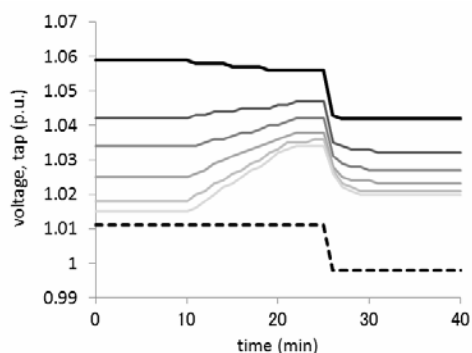
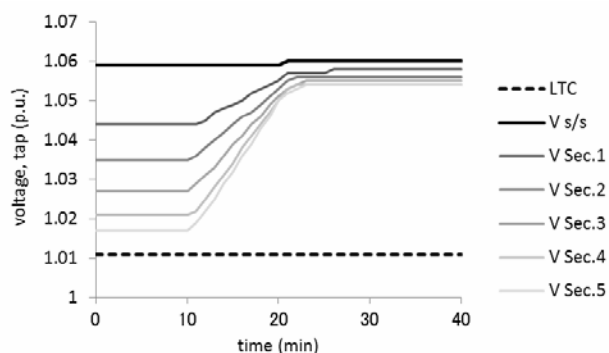
このような結果に至る最大の要因は、配電線の負荷には LTC が付いていないことです。負荷電圧はネットワーク電圧に従い変化します。負荷消費電力は平均的に電圧の 1 乗に比例します（定電流特性）。盛大に逆潮流になる場面もある本ケースでは、PGC 制御の方がネットワーク電圧が高めになり、従って負荷消費電力も大きくなります。PV 導入初期に主張された電圧規制の緩和（例えば 110V 上限）は、省エネルギー面から愚策といえます。

わが国では 2015 年から三相誘導電動機（モータ）に効率規制が適用されます。電気の 50%強を使っているモータの効率が 2%上がれば全体で 1%の省エネルギーになるからです。同じ観点から見れば、配電ネットワーク電圧を低圧で 1V 下げれば全体で 1%の省エネルギーになります。これまでは高めの電圧に対しては特に苦情もなく、また、消費電力量つまり売上も増えるから、高め電圧を解消する動機は働きませんでした。ところがここへ来て配電系統に PV が普及し、電圧上昇による出力抑制が頻発し、苦情となって顕在化しました。これに適正に対応することは当然ですが、結果的には元々存在する高め電圧を解消する方向に進み、結果的に省エネルギーが達成されることになります。

【Conservative(保守的)な答案の重要性】 RE の固定価格買取制度や東日本大震災以降、RE 導入が加速したいまこそ、系統影響緩和技術が必要な時期なのでしょう。研究者が提案した数多くの新技術（Aggressive, 進歩的な答案）はコストや副作用の精査の問題から実用化が間に合いませんでした。他方、著者らはいま確実に使える技法だけによる方法（Conservative, 保守的な答案）を検討したところ、いま考えられている程度の RE 導入量では特に破綻を見せないことがわかって、結果的にセーフティーネットになったわけです。

システム工学の教えるところでは、Conservative な答案は必ず作るべきとされています。理由の第一は他の進歩的な新技術が全て失敗したり期限に間に合わなかったりした場合のセーフティーネットになるからであり、本例が正にそれです。理由の第二は他の進歩的な案がいかに関係しているかを評価する際の比較対象になるからです。著者らは現場を預かる職人であり、課題があれば解決しなければなりません。研究はその手段の一つにすぎません。研究そのものが目的の職業的研究者とは違い、同じテーマをいつまでも研究し続けるわけにもいきません。Conservative な案を作ることは、とりあえず安心できるためだけであっても、重要と感じます。

【誤ったモデルの例】 職業的研究者の技術報告⁽⁴⁾に配電用変圧器のインピーダンスを極端に小さく設定したものがありません。20MVA の配電用変圧器のインピーダンスを自己容量ベースで $j7.5\%$ としております。10MVA ベースなら $j3.75\%$ です。これにフィーダーを 1 本だけ（通常は 5 本くらい）接続していますが、配電用変圧器のインピーダンスを 5 倍することを忘れていているようです。本稿の例題に比べて配電用変圧器のインピーダンスが 1 桁小さくなっています。そこで本稿の例題で配電用変圧器のインピーダンスを 1/10 の $j3.6\%$ にして計算してみました。軽負荷期と重負荷期、LDC と進み定力率、PGC と力率 1 について結果を図 8.26 から 8.29 に紹介します。

図 8.26 電圧とタップ(軽負荷), LDC, $Q = -0.2P$ 図 8.27 電圧とタップ(軽負荷), PGC, $Q = -0.0P$ 図 8.28 電圧とタップ(重負荷), LDC, $Q = -0.2P$ 図 8.29 電圧とタップ(重負荷), PGC, $Q = -0.0P$

いずれのケースも PV 出力増大に伴って変電所電圧はわずかに低下しますが、各負荷の電圧は上昇していきます。正しいモデルの場合は進み定力率だと変電所電圧も各負荷電圧も大きく低下していきました。また PGC, 力率 1 の場合にタップ動作遅れにより過渡的に非常に高い負荷電圧が出現することがありますが、誤ったモデルでは出現しません。これは配電用変圧器のインピーダンスによる電圧上昇が誤って非常に小さく計算されるからです。

意味はないかもしれませんが、4 制御方式の優劣比較を図 8.30 に示しておきました。LDC と進み定力率が優秀です。当然、この内容では、学術論文にはなりません。

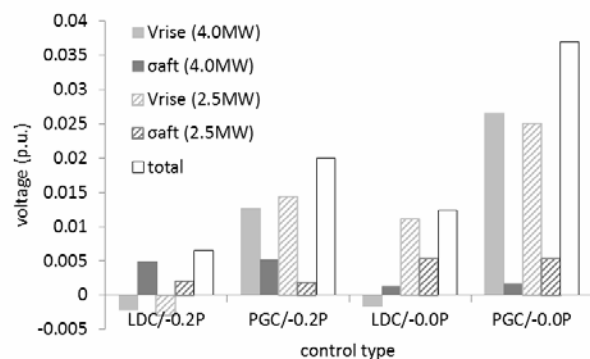


図 8.30 4 種類の制御の優劣(電圧)

PV 進相運転の経済性・信頼性

日本全国の PV（定格容量 5300 万 kW）に $Q = -0.2P$ の進み定力率運転をさせるかわりに SVC を配備して無効電力を吸収させ電圧上昇を回避しようとしています。PV 進相運転の代替には $5300 \text{ 万 kW} \times 0.2 = 1060 \text{ 万 kVar}$ の容量の SVC を要します。SVC の単価はおおよそ 3 万円/kVar ですから、1060 万 kVar の価格は $1060 \text{ 万} \times 3 \text{ 万円} = 3180 \text{ 億円}$ になります。この金額は、なかなかのものです。

他方、P 進み力率運転に伴い PV 電流増大に耐えるようインバータの容量を少し大きくしなければなりません。しかし $Q = -0.2P$ では電圧 100% のときの電流値は 1.0198 倍、つまり約 2% 増しになるだけです。もし PV の発電により電圧が 102% に上昇しているとすれば電流値は 1.0 倍でよく、インバータの容量増は無用になります。ところで普通はこのくらいの電圧上昇はおきているものです。こう話がうまくいくのは推奨する進み定力率運転が $Q = -0.2P$ という軽いものだからです。

従来から PV には進相運転機能を備えたものがありました。但しこれは電圧が 106~107V を超過すると電圧が 106~107V に収まるまで、最強で進み 85% ($Q = -0.62P$) という強度の進相運転を行います。その際、電流容量制約から有効電力が抑制されます。つまりせっかく発電できる PV が電圧上昇に邪魔されて発電抑制されてしまうわけです。発電抑制を回避するためにはインバータ容量を増やす必要がありました。この従来の進相運転は当然評判が悪く、普及しませんでした。その失敗の根源はどこにあるのでしょうか。それは、配電線全体に比べれば規模的に微弱に過ぎない 1 基の PV だけで電圧上昇を防止しようという無理をしたことにあります。単機では小型の PV は、団結しなければ力を発揮できません。その団結のルールとして簡便でお勧めできるのが「軽い進み定力率運転」です。「軽い」のでコストに響きにくい。「定力率」だから複雑な制御を必要としないからです。

現実の配電系統への PV 大量普及 ⁽¹⁾

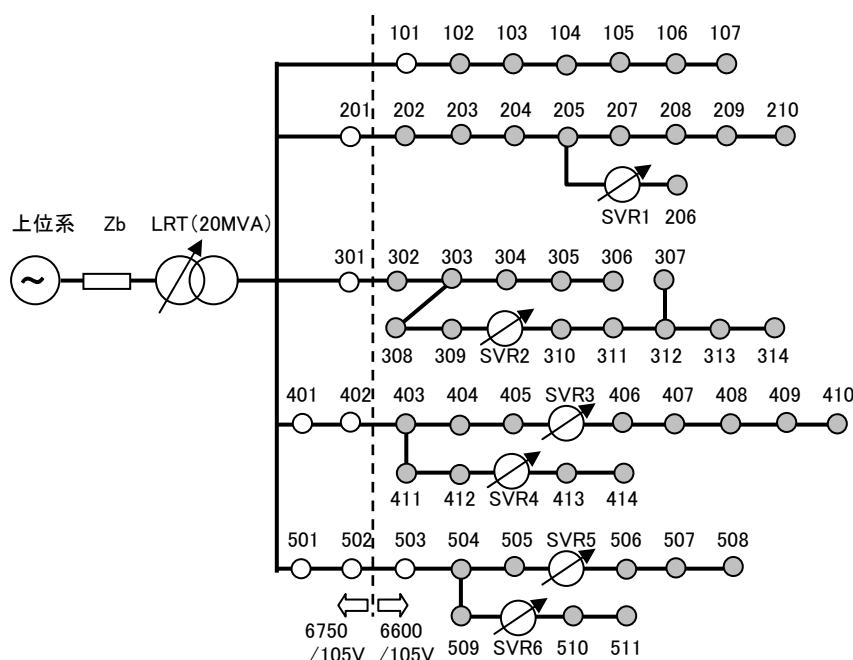


図 8.31 例題配電系統

図 8.31 に示す実在の配電系統を用い、PV 大量普及時の電圧の状況を想定してみます。1 フィー

ダーを数個から十数個の区間に分割し、「Y 結線縮約法」により縮約しています。

この配電系統は電灯需要が多く、もし PV が住宅を中心に普及するという戦略が実現すれば PV が大量に普及するであろう系統で、PV が盛んに発電する時間帯には配電バンクが軽い逆潮流になります。

PV の影響を計算する前に、まず、計算結果を現実の観測データに照合して、計算の妥当性を検証しておく必要があります。配電電圧計算の多くの事例は実在しない架空の配電系統モデルを用いるか、実在する系統をモデル化している場合でも観測データに照合して妥当性を検証するプロセスを怠っているものばかりで、それが配電電圧計算の信憑性、ひいてはシミュレーション全般の信憑性を損なっている原因であると著者は見ています。計算と観測の照合は図 8.32 のようになりました。電中研の V 法というツールを使っています。誤差がほとんどゼロの時間帯が多く、 $\pm 1\%$ 強の時間帯が少しあります。配電用変圧器のタップ刻みが 1% 強あり、タップ動作の再現に若干の時間的な誤差があるからです。誤差が少ないのは定電圧源を上位系に設定し、この定電圧源からタップ動作を模擬した配電用変圧器 1 次に至るインピーダンスを考慮しているからで、モデルをこれより簡略化すると、これだけの再現性は得られません。なお、当然ですが、変圧器 2 次の有効・無効電力実績をモデルの各区間に配分しております。その際に需要家の高圧コンデンサの分布を考慮しています。

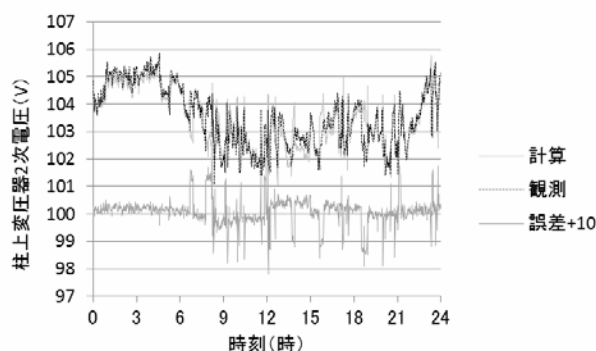


図 8.32 配電電圧の再現性

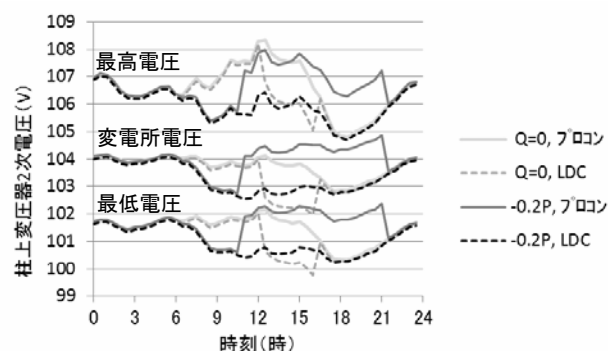


図 8.33 PV 進相運転+LDC の効果

その状態で PV が $Q = 0$ 運転の場合と $Q = -0.2P$ 運転の場合の 2 種類、配電用変圧器のタップ制御がプロコンの場合と（ベクトル）LDC の場合の 2 種類、都合 $2 \times 2 = 4$ 通りのケースを比較したのが図 8.33 です。PV 出力は晴天の日の観測データを用いました。均し効果は考慮していません。図には配電用変圧器傘下の最高電圧と最低電圧、それに変電所送出し電圧を示しました。PV が $Q = -0.2P$ の進相運転で配電用変圧器が LDC 制御の場合の 1 ケースのみ、一日を通して電圧が 107V 以内に収まっています。

速い出力変動に対する進相運転の効果⁽²⁾

ここまでは PV は激しい出力変動をしていない模擬でした。しかしながら PV はしばしば速い出力変動を示すことがあります。LDC は配電用変圧器のタップを制御することで電圧を維持するものですから PV の速い出力変動には追随しきれず、結果として短時間の電圧逸脱が補償しきれずに残ってしまう可能性があります。

図 8.34 は PV が速い出力変動をする場合について電圧シミュレーション計算したものです。PV 進相運転を用いない（LDC, $Q=0$ ）場合、電圧変動はかなり大きく、しばしば短時間だけ 107V を

超過します。そのような場合でも、LDC と PV 進相運転 ($Q = -0.2P$) の併用は速い電圧変動をも抑制し、107V 以内に収めることができます。

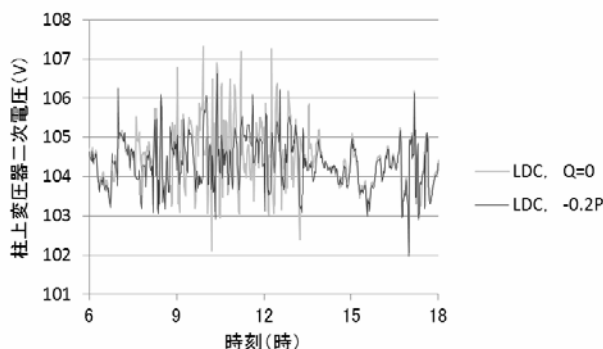


図 8.34 速い PV 出力変動による電圧逸脱

PV の出力変動が時間的にそう激しいものでない限り、LDC をうまく使えば PV 大量普及時の電圧上昇は避けられそうです。但しここまでの検討では PV が住宅に均等に導入され、分布に大きな偏りがないと仮定していることに留意する必要があります。PV が時間的に激しく出力変動する場合や分布に偏りがある場合の検討は今後の課題ですが、PV 進相運転が有力な電圧逸脱の緩和策であることは確かでしょう。

PV 進相運転の基幹系統への影響⁽²⁾

PV 進相運転の例題基幹系統への影響を評価してみます。安全サイドの評価を行うため連系する外部系統による電圧維持効果は無視します。各負荷には連系用変圧器（連変）二次側に一群のコンデンサがあり、連変一次側の電圧を維持するよう開閉されます。連変（系統構造図では黒で表記）と配電用変圧器（配変、構造図では灰色で表記）には LTC（on-Load Tap Changer、負荷時タップ切替器）が付属しており、各々の変圧器の二次側電圧を維持するよう制御されます。超高压系統の変圧器も LTC を有していますが、これは全系統の電圧無効電力制御（VQC）により動作しますので、今回の解析ではタップは動かないものとします。全系統を扱うのは技術的に困難ゆえ「縮約」手法を用いて簡素化する必要がありますが、「Y 結線縮約法」を用いることで全ての系統電源から全ての負荷に至る流通経路の全ての直列インピーダンスを考慮します。

基幹系統の各発電機はその端子電圧を維持するよう制御（AVR, Automatic Voltage Regulation）されます。66kV 級の二次系統の発電機はその力率を維持するよう制御（APFR, Automatic Power Factor Regulation）されます。

導入される PV の定格容量総和は系統のピーク需要の 30%とします。PV を 5300 万 kW 導入するという国の構想が実現すれば、こういう状態になります。10 分（時刻 10 分から 20 分にかけて）という短時間で各 PV がごく低出力から定格出力一杯にまで出力増加するとします。負荷電圧は上昇し、コンデンサは開放し、LTC はタップ下げ動作をするでしょう。PV の力率は、有効電力 P と無効電力 Q の割合で $Q = 0$, $Q = -0.2P$, $Q = -0.4P$ の 3 通りを試してみます。

著者は日本全国の 10 の基幹系統について計算してみたのですが、大きな差はありませんでした。10 系統はおおむね 4 つのグループに層別化できそうなので、各グループから代表例を 1 つずつ紹介してみます。

【例題系統 C】 構造を図 8.35 に示します。20 発電機，17 負荷からなり，1 点で外部系統と連系しています。

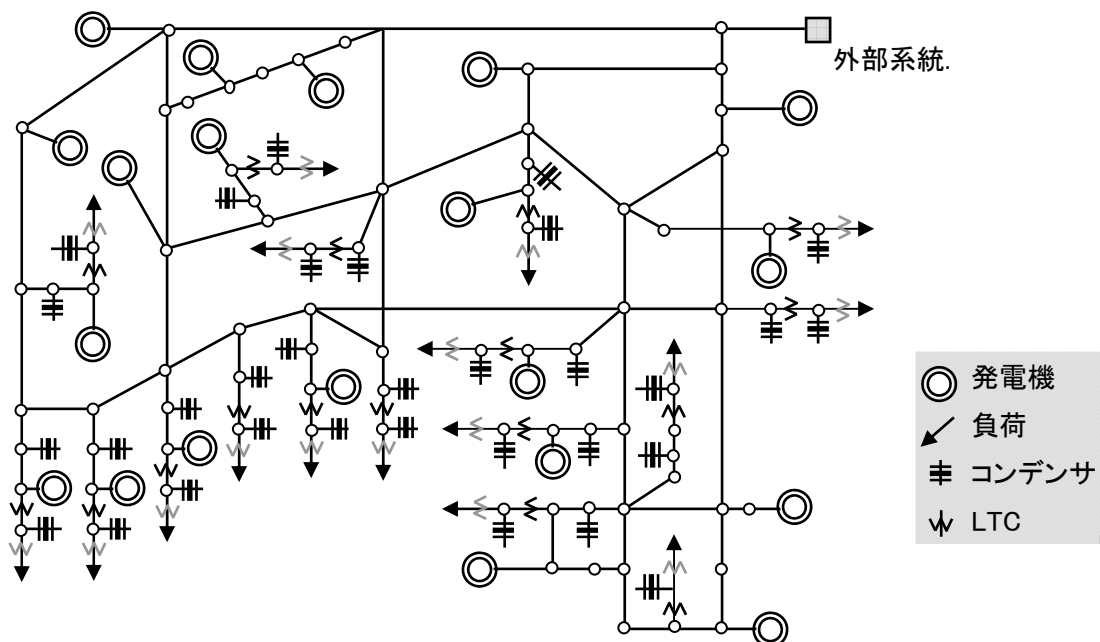


図 8.35 例題系統 C の構造

全 PV 無効電力 (QPV)，全発電機無効電力 (QG)，全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.36 に示します。QG は PV 力率によってほとんど変化しないのに対し，QC は PV 進相運転を強める ($0 \Rightarrow -0.2 \Rightarrow -0.4$) ほど開放されるコンデンサ量が少なくなることがわかります。負荷電圧 (VL)，連変タップ (TT)，配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.37 に示します。コンデンサ開放，タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されています。PV 進相運転により，連変タップ動作はやや緩和されており，配変タップ動作はそれよりもう少し緩和されています。

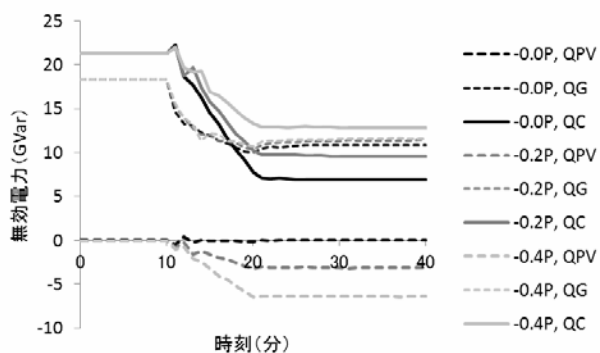


図 8.36 無効電力の時間推移(系統 C)

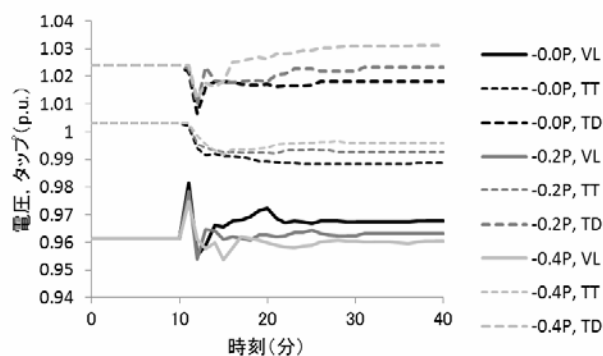


図 8.37 負荷電圧・タップの時間推移(系統 C)

【例題系統 E】 構造を図 8.38 に示します。20 発電機、20 負荷からなり、2 点で外部系統と連系しています。

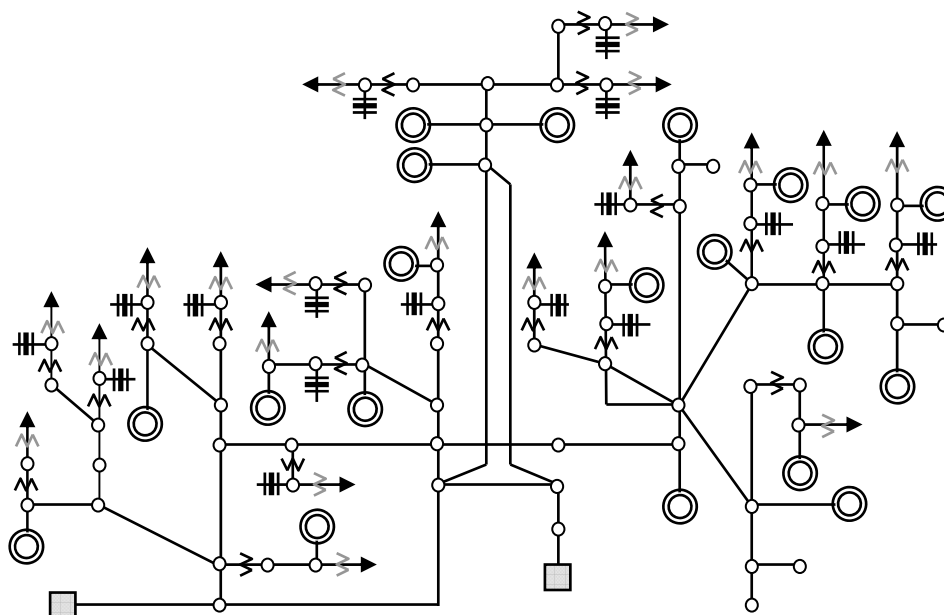


図 8.38 例題系統 E の構造

全 PV 無効電力 (QPV)、全発電機無効電力 (QG)、全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.39 に示します。QG は PV 力率によってほとんど変化しないのに対し、QC は PV 進相運転を強めるほど開放されるコンデンサ量が少なくなることがわかります。

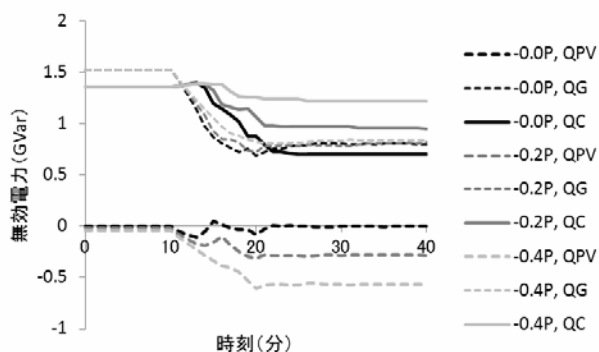


図 8.39 無効電力の時間推移(系統 E)

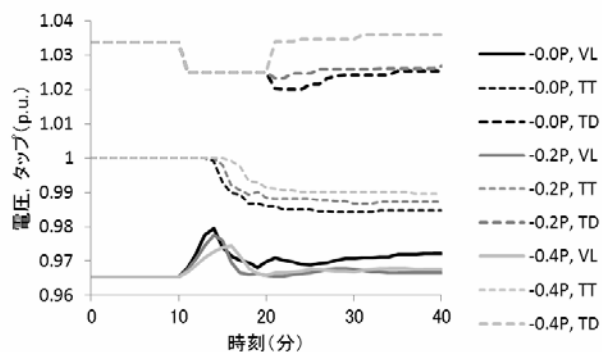


図 8.40 負荷電圧・タップの時間推移(系統 E)

負荷電圧 (VL)、連変タップ (TT)、配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.40 に示します。コンデンサ開放、タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されています。PV 進相運転により連変タップ動作はやや緩和されており、配変タップ動作はそれよりもう少し緩和されています。

【例題系統 H】 構造を図 8.41 に示します。11 発電機、8 負荷からなり、1 点で外部系統と連系しています。

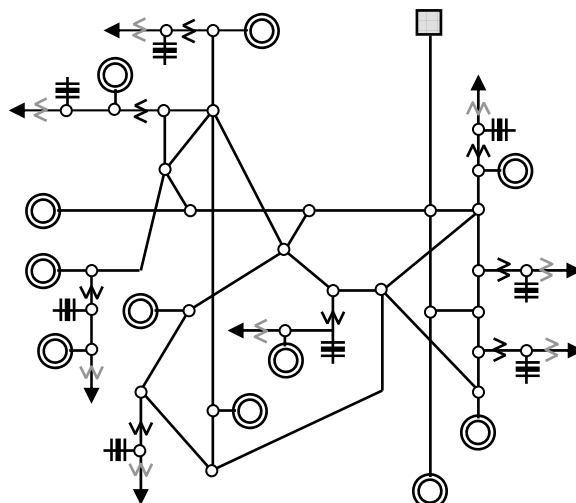


図 8.41 例題系統 H の構造

全 PV 無効電力 (QPV)、全発電機無効電力 (QG)、全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.42 に示します。QG の減少は PV 進相運転によって結構緩和されているのが今までの例題系統と異なります。QC の減少も PV 進相運転によって QG よりもう少し緩和されています。

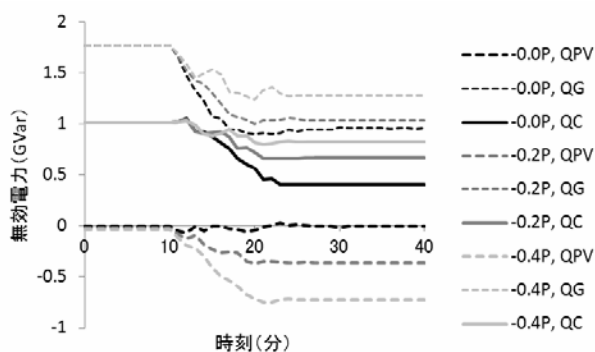


図 8.42 無効電力の時間推移(系統 H)

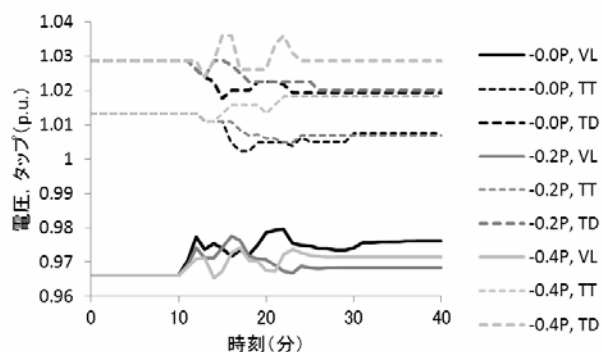


図 8.43 負荷電圧・タップの時間推移(系統 H)

負荷電圧 (VL)、連変タップ (TT)、配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.43 に示します。コンデンサ開放、タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されています。PV 進相運転により、連変タップ動作は緩和されており、配変タップ動作も同じくらい緩和されています。

【例題系統 J】 構造を図 8.44 に示します。6 発電機，10 負荷からなり，外部系統と連系していません。

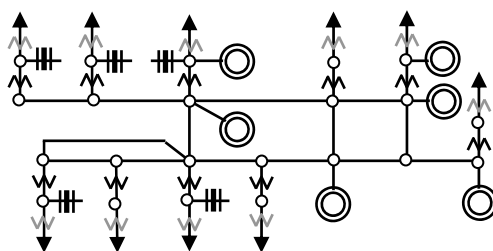


図 8.44 例題系統 J の構造

全 PV 無効電力 (QPV), 全発電機無効電力 (QG), 全コンデンサ無効電力 (QC) の時間的変化の様相を図 8.45 に示します。QG の減少は PV 進相運転によって相当緩和されています。QC の減少は PV 進相運転によって緩和されていますが、QG ほどではありません。

負荷電圧 (VL)、連変タップ (TT)、配変タップ (TD) の時間的変化の様相を図 8.46 に示します。コンデンサ開放、タップ下げ動作により負荷電圧はうまく維持されています。PV 進相運転により連変タップ動作は緩和されており、配変タップ動作も同じくらい緩和されています。

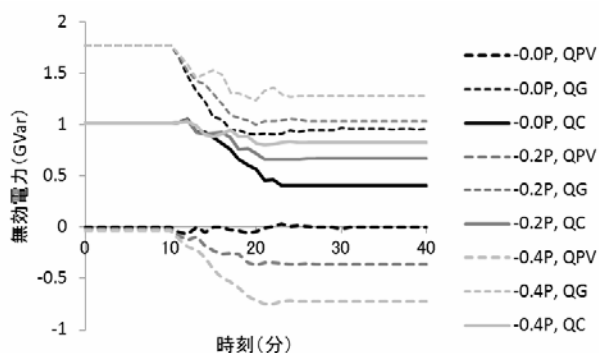


図 8.45 無効電力の時間推移(系統 J)

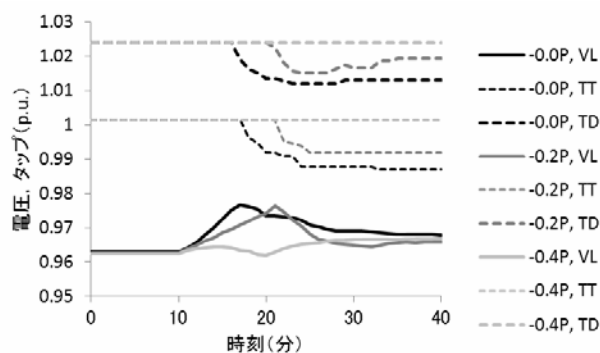


図 8.46 負荷電圧・タップの時間推移(系統 J)

【等価リアクタンス X_{eq} 】 解析した 10 系統は PV 進相運転に対して共通した傾向を示します。第一に、図 8.47 に示すように発電機無効電力 QG は PV 進相運転の程度にあまり依存しません。しかしながら G, H, J 系統では、程度の差はあれ、PV 進相運転により発電機無効電力がかなり減少します。

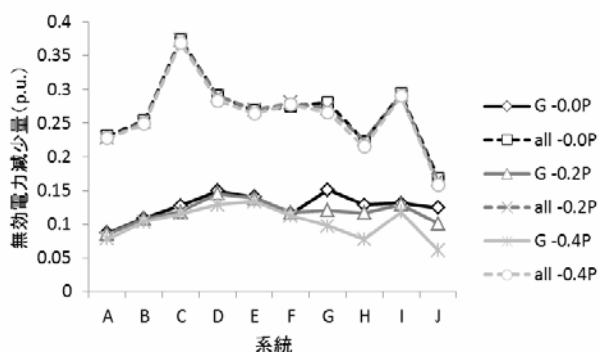


図 8.47 PV 進相運転による無効電力減少量比較

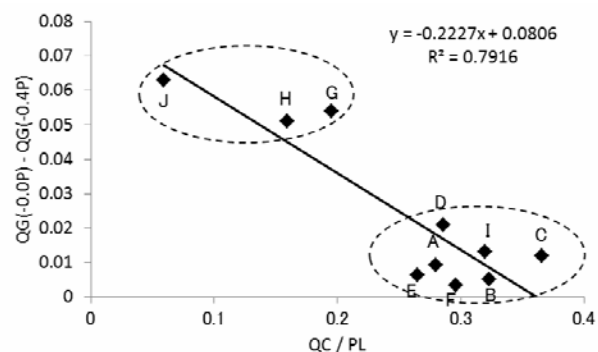


図 8.48 初期コンデンサ量と発電機無効電力減少量

この差の原因は負荷総量に対するコンデンサ総量の比に支配されるのではないかと見当をつけ、

試算した結果を図 8.48 に示します。コンデンサ総量の少ない G, H, J 系統では PV が $Q=0$ から $-0.4P$ に進相運転を強めたときの発電機無効電力（負荷総量比）の減少量が大きくなっています。けっこう強い ($R^2=0.7916$) 相関があるので有力な説明と思います。

第二に、無効電力合計の減少量は PV 進相運転の程度にほとんど依存しません。これは 10 例題系統すべてに共通します。この事実は、無効電力減少は総電源から総負荷に至る流通経路のリアクタンス分による無効電力ロスの減少が主たる要因であることを物語っています。そこでこのリアクタンス分 (X) を算出することを考えてみます。総負荷 (P_L) が一定に保たれているとし、PV が低出力 (P_{PV0}) のときの総無効電力ロス (Q_0)、PV が定格出力 (P_{PV1}) のときの総無効電力ロス (Q_1) は次のようになります。

$$Q_0 = X (P_L - P_{PV0})^2 \quad Q_1 = X (P_L - P_{PV1})^2$$

両式の差をとることでこのリアクタンス分 (X) を求めることができます。

$$X = \frac{Q_1 - Q_0}{(P_L - P_{PV1})^2 - (P_L - P_{PV0})^2}$$

但しこのままでは 10 系統の比較ができません。そこで負荷総量 (P_L) を基準にとった単位法で表記します。

$$X_{eq} = X P_L = \frac{\frac{Q_1}{P_L} - \frac{Q_0}{P_L}}{(1 - \frac{P_{PV1}}{P_L})^2 - (1 - \frac{P_{PV0}}{P_L})^2}$$

この X_{eq} を等価リアクタンスと呼ぶことにします。PV 出力増に伴う無効電力減少をこの X_{eq} で説明を試みたのが図 8.49 です。結果は強い相関 ($R^2=0.9561$) を示します。これは X_{eq} の求め方からして一種当然のことです。10 例題系統は 4 群に層別化されます。 X_{eq} の大きな例題系統 C では無効電力の減少量も大きくなります。反対に X_{eq} の小さな例題系統 J では無効電力の減少量は小さくなります。例題系統 D, E, F, G, I が第二グループを、例題系統 A, B, H が第三グループを形成します。本節冒頭で 4 群に層別化されると述べたのはこのことを指しています。

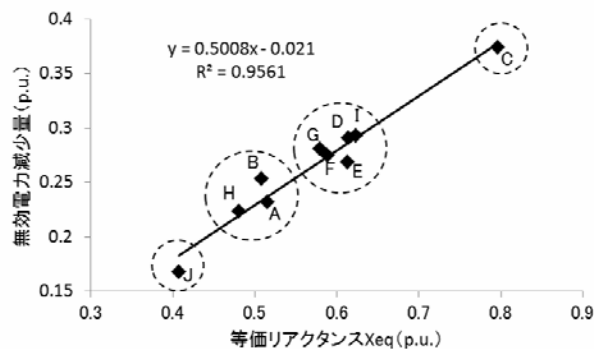


図 8.49 PV 出力増に伴う無効電力減少量と X_{eq}

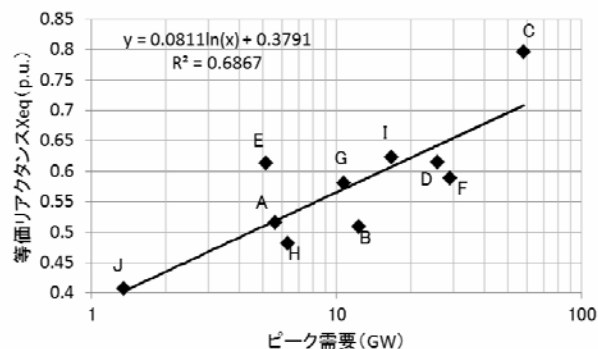


図 8.50 系統規模と X_{eq} の関係

それでは系統によって異なる X_{eq} の値を支配する要因は何でしょうか。 X_{eq} は総電源から総負荷までのリアクタンスで、電源遠隔化の指標です。従って 500kV など高い電圧階級に接続する電

源の割合が多く、かつ、需要中心から離れた地点に大規模電源が立地している系統ほど X_{eq} が大きいはずで、そういう系統はいわゆる大規模系統でしょう。そこでピーク負荷量の対数と X_{eq} の相関を取ってみました。結果を図 8.50 に示します。相関の程度はさほど強くはありませんが ($R^2 = 0.6867$)、明らかに正の相関があり、上述の推測は当たっています。

発電機の無効電力変動は電気回路のみで行われますから、いくら変動しても補修の必要がありません。ところがコンデンサの開閉は遮断器が動作するので、頻繁に行われると補修が必要になります。補修それ自体の単価は大きくありませんが、補修のためには計画停電が必要になり、全系統の信頼度を低下させないよう計画停電を組む系統運用者の負担の方が問題でしょう。従って、PV 出力増に伴うコンデンサ開放量の少ない系統が良い系統といえます。A, H, J 例題系統あたりはとてうまく設計されているように思います。

【PV 進相運転の評価】 例題 10 系統の PV 進相運転によるコンデンサ開放量 ΔQ_C の変化をまとめると図 8.51 のようになりました。開放量は系統ごとの総負荷量基準の単位法で表記していますので、系統規模の影響は排除されています。一見してわかるのは例題系統 C のコンデンサ量が多く例題系統 J のそれが少ないことですが、PV の Q/P 比の変化に対する ΔQ_C の変化の傾きは 10 例題系統で大きな変化はありません。つまり PV 進相運転は、PV 出力増に伴うコンデンサ開放量を緩和するという見地からは、どの基幹系統にも肯定的な影響を及ぼします。

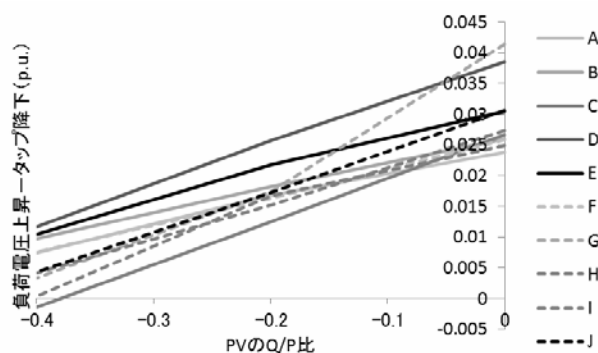
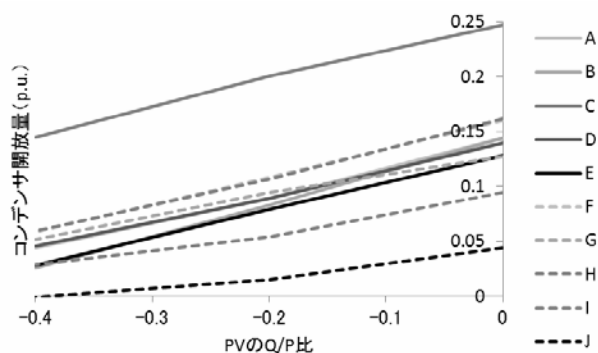


図 8.51 PV 進相運転によるコンデンサ開放の緩和 図 8.52 PV 進相運転による電圧・タップ変動の緩和

負荷電圧と連変・配変タップの変動を一元的に評価する指標として次のものを考えました。 ΔV_L は負荷電圧の上昇分、 ΔT_T と ΔT_D は連変と配変タップの下降分です。

$$I_{VT} = \Delta V_L - \Delta T_T - \Delta T_D$$

PV 出力増により負荷電圧は上昇、連変・配変タップは下降するでしょう。ならば前者から後者を差し引けば負荷電圧とタップの変動を総合的に評価できます。例題 10 系統の指標は図 8.52 のようになりました。どの例題系統でも PV 進相運転により電圧・タップ変動は緩和され、傾きもほぼ同じです。つまり PV 進相運転は、PV 出力増に伴う負荷電圧と連変・配変タップの変動緩和という見地からも、どの基幹系統にも肯定的な影響を及ぼすといえます。

以上を総合すれば、 $Q = -0.4P$ までの PV 進相運転は、基幹系統にとって好ましいことであり、これを嫌う理由は特に見当たらないと思います。 $Q = -0.4P$ というやや強い PV 進相運転も、連系変圧器・配電変圧器のタップ動作を総合して勘案すれば、基幹系統側に悪影響を与えるとは言えないでしょう。但し、強度の PV 進相運転は PV のパワー・コンディショナーの容量増加を招くので若干の不経済を伴うことを忘れてはなりません。本章の最初で適当と判断された $Q = -0.2P$ 程度

の PV 進相運転が良いのではないかと著者は思います。

PV 本格普及における進相運転の重要性

現在まで、PV による電圧上昇解析は低圧配電系統を主な対象にしてきました。PV 普及の初期に問題が生じるのは特定の柱上変圧器傘下に多数の PV が集中して連系する場合が典型です。こういう場合、電柱ごとに柱上変圧器を設け低圧線を用いないという設計で、かなりのところまで対処可能です。他方、低圧系統では抵抗分がリアクタンス分より大きいので、PV の進相運転の効果は顕著ではありません。従って、PV 普及の初期には、配電系統側の対策といえば「柱上変圧器分割」が定番であり、PV の進相運転が注目されることはありませんでした。

ところが PV 大量導入が現実味を帯びてくると状況は変わってきます。第 2 次オイルショックの時に調査したのですが、配電系統のロスの 40%は高圧電線の銅損, 30%は柱上変圧器の鉄損で、柱上変圧器の銅損や低圧線・引込線の銅損は僅かです。このうち鉄損は並列損失ゆえ電圧降下には関係しません。電線の銅損と、リアクタンスと抵抗の比から計算される無効電力損失は、電圧降下に密接に関係します。80mm² 級の高圧電線の場合、リアクタンスは抵抗の 2 倍ほどあります。結局、大量普及した PV による電圧上昇で一番問題になるのは高圧電線の抵抗分とリアクタンス分ということになります。従って PV 本格普及時には、低圧系統側の対策は依然として必要なことに代わりありませんが、高圧配電系統全体の対策としては、配電用変圧器のタップ制御 (LDC など) に加えて「PV 進相運転」が重要になってくるわけです。

文献

- (1) 石丸, 田町, 駒見: 「配電用変圧器のタップ動作を考慮した PV 進相運転による電圧上昇抑制効果」, 電学論 B, Vol. 131, No. 5, pp.429-436, 2011
- (2) 石丸, 田町, 駒見: 「電力系統における PV 常時進み定力率運転の効用」, 電学論 B, Vol. 132, No. 7, pp.615-622, 2012
- (3) Y. Yamagishi, S. Komami: “Practical Power System Aggregation Considering Dynamic Loads”, IEEEJ, Trans. PE, Vol. 128, NO. 2, pp.381-387, 2008
- (4) 平原, 八太, 小林: 「太陽光発電システムにおける配電線電圧制御方式の開発 ―電圧上昇抑制のための新しい無効電力制御法―」, 電中研報告 R06012, 2007