

スマートメータ活用による  
高圧配電系統の  
状態推定に関する研究

彦山 和久



スマートメータ活用による  
高圧配電系統の  
状態推定に関する研究

彦山 和久  
2023年3月



# 目次

<b>第1章 緒論</b>	<b>1</b>
1.1 電力の脱炭素化に関する動向	1
1.1.1 再生可能エネルギーの大量連系について	2
1.1.2 脱炭素化された電力による電化について	4
1.2 脱炭素化が与える配電システムへの影響	4
1.2.1 従来の配電システムの構成および運用について	6
1.2.2 再生可能エネルギーの大量連系に対する配電システム運用上の課題	7
1.2.3 EVの導入に対する配電システム運用上の課題	8
1.3 スマートメータに関する動向	9
1.3.1 スマートメータの概要	9
1.4 スマートメータを活用した配電システム運用の高度化	12
1.4.1 スマートメータを用いた電圧推定	13
1.4.2 スマートメータを用いた接続相推定について	14
1.5 本研究の目的および構成	14
1.5.1 本研究の目的	14
1.5.2 本論文の構成	14
第1章の参考文献	17
<b>第2章 配電システムにおける電圧や電流等の電気的状態の導出</b>	<b>23</b>
2.1 はじめに	23
2.2 高圧配電線における電気的状態の導出方法	26
2.2.1 センサ付き開閉器とスマートメータが接続された配電システム	26
2.2.2 提案方法	28

2.3	モデル配電システムへの提案手法の適用 . . . . .	33
2.3.1	計算条件：スマートメータおよびセンサ付き開閉器による計測値	33
2.3.2	提案方法で導出された高圧配電線の電气的状態 . . . . .	36
2.3.2.1	ノード電圧 $V_m^{(k)}$ および位相 $\phi_m^{(k)}$ の補正過程 . . . . .	36
2.3.2.2	高圧配電線の電气的状態 . . . . .	38
2.4	提案方法によって得られる線路電流ベクトル $I_{m-1,m}$ およびノード電圧 ベクトル $V_m$ の検証 . . . . .	40
2.4.1	検証方法 . . . . .	40
2.4.2	検証結果 . . . . .	42
2.4.3	考察: 提案手法の能力 . . . . .	45
2.5	電力会社の制御システムへの活用 . . . . .	45
2.6	あとがき . . . . .	46
	第2章の参考文献 . . . . .	47
<b>第3章</b>	<b>配電システムにおける接続相の推定</b>	<b>49</b>
3.1	まえがき . . . . .	49
3.2	捻架を伴う配電システムモデル . . . . .	50
3.3	接続相推定：1時点での SM およびセンサからの計測データ利用 . . . . .	53
3.3.1	手法 . . . . .	53
3.3.2	接続相推定の事例検討 . . . . .	57
3.4	様々な負荷条件に対する検証 . . . . .	60
3.4.1	異なる $\hat{P}_{IEF}$ に対する推定結果 ( $\hat{P}_{IFG} = 50 \text{ kW}$ ) . . . . .	60
3.4.2	他の $\hat{P}_{IFG}$ に対する推定結果 . . . . .	61
3.5	あとがき . . . . .	68
	第3章の参考文献 . . . . .	70
<b>第4章</b>	<b>3時点データの活用による接続相推定精度の向上</b>	<b>73</b>
4.1	まえがき . . . . .	73
4.2	接続相推定：3時点での SM およびセンサからの計測データ利用 . . . . .	75
4.2.1	手法 . . . . .	75
4.2.2	計算条件 . . . . .	76

4.2.3	計算結果	77
4.3	多ノードモデルへの拡張に関する検討	82
4.3.1	3ノードの配電システムモデル	82
4.3.2	手法	84
4.3.3	計算条件	86
4.3.4	計算結果	88
4.4	あとがき	92
	第4章の参考文献	93
<b>第5章</b>	<b>総括</b>	<b>95</b>
5.1	まえがき	95
5.2	配電システムにおける電圧や電流等の電気的状態の導出	95
5.3	配電システムにおける接続相の推定	96
5.4	3時点データの活用による接続相推定精度の向上	97
5.5	今後の課題	97
	<b>謝辞</b>	<b>99</b>
	<b>論文目録</b>	<b>101</b>





# 1

## 緒論

### 1.1 電力の脱炭素化に関する動向

社会に欠かせない電力を安定的かつ効率的に供給することは今後も必要不可欠である。一方、これまでに地球温暖化に関する問題が提起され、CO<sub>2</sub>の排出量を抑制することなど、電力業界を含め社会全体で環境面に配慮する必要性についても同時に議論されてきた。特に、近年において、日本政府は2050年までにカーボンニュートラルを目指すこと、すなわち、温室効果ガスの排出量を実質的にゼロにすることを宣言した [1]。これに伴い、経済産業省は「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略」を策定し、各産業において求める高い目標や、具体的な見通しを明らかにした。Fig. 1.1 は本戦略にて示された2050年カーボンニュートラルの実現に向けたロードマップであり、2050年時点で実質0tにすることを掲げている。同図より、2019年時点において、社会全体で10.3億tあったCO<sub>2</sub>排出量のうち、電力分野におけるCO<sub>2</sub>排出量は4.4億tと高い比率を占めており、電力分野の脱炭素化が強く求められていることがわかる。電力の脱炭素化を実現するための施策の一つとしては、再生可能エネルギーを最大限に導入することが掲げられており、今後、太陽光発電（PV）をはじめとした再生可能エネルギーが電力系統に大量に連系されていくことが予想される。一方で、運輸や産業、民生などの非電力分野においても、CO<sub>2</sub>排出量の削減が求められている。この中で脱炭素化された電力による電化が施策の一つとして、掲げられて

## 2050年カーボンニュートラルの実現

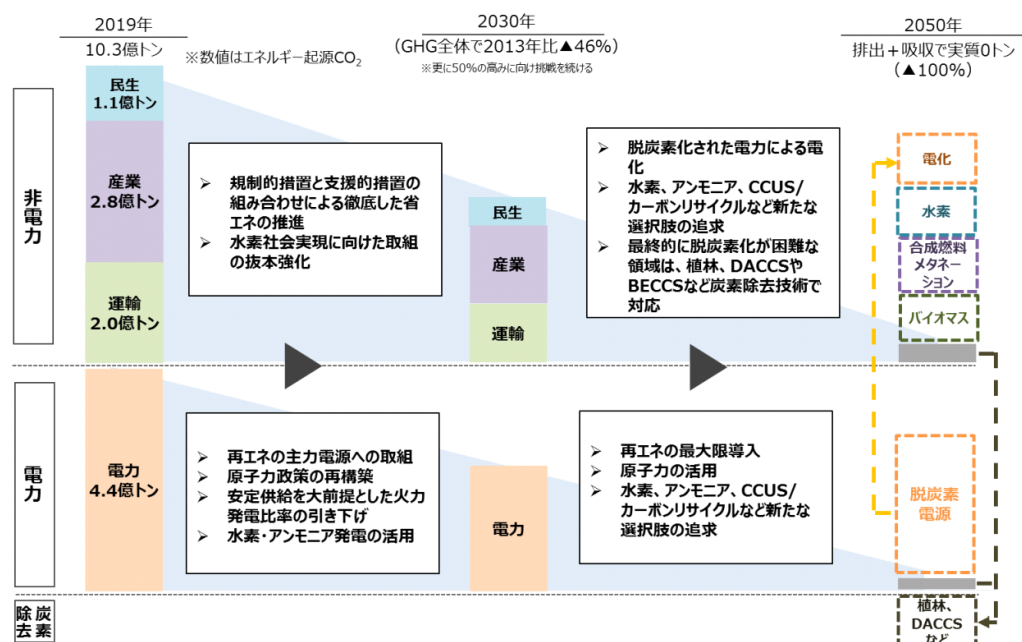


Figure 1.1 2050年カーボンニュートラルの実現 [1]

おり、例えば電気自動車（EV）の普及等により、これまでとは異なる電力需要が生じることが予想される。このように、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、電力系統を取り巻く環境は大きく変化することが予想されている。

### 1.1.1 再生可能エネルギーの大量連系について

経済産業省は、前述の2050年カーボンニュートラル宣言を踏まえ、第6次エネルギー基本計画を策定している。Table 1.1は同計画にて示された2030年における再生可能エネルギーの導入見込みである [2]。2030年度の温室効果ガス46%削減に向けて、施策強化等の効果が実現した場合の野心的水準として、合計3,360~3,530億kWh程度（電源構成では36~38%）の再エネ導入を目指している。このうち、太陽光エネルギーの占める割合が最も大きく、103.5GW~117.6GW程度の導入を目指していることが同図よりわかる。さらに、同計画において、Fig. 1.2のとおり、各年度の太陽光エネルギー導入見込量を示している [2]。同図は、2022年度から、政策対応の強化に

Table 1.1 2030年度の再生可能エネルギー導入見込量 [2]

GW(億kWh)	2030年度の野心的水準	H27策定時
太陽光	103.5~117.6GW (1,290~1,460)	64GW (749)
陸上風力	17.9GW (340)	9.2GW (161)
洋上風力	5.7GW (170)	0.8GW (22)
地熱	1.5GW (110)	1.4~1.6GW (102~113)
水力	50.7GW (980)	48.5~49.3GW (939~981)
バイオマス	8.0GW (470)	6~7GW (394~490)
<b>発電電力量</b>	<b>3,360~3,530億kWh</b>	<b>2,366~2,515億kWh</b>

各年度の太陽光発電の認定量・導入量/今後のイメージ

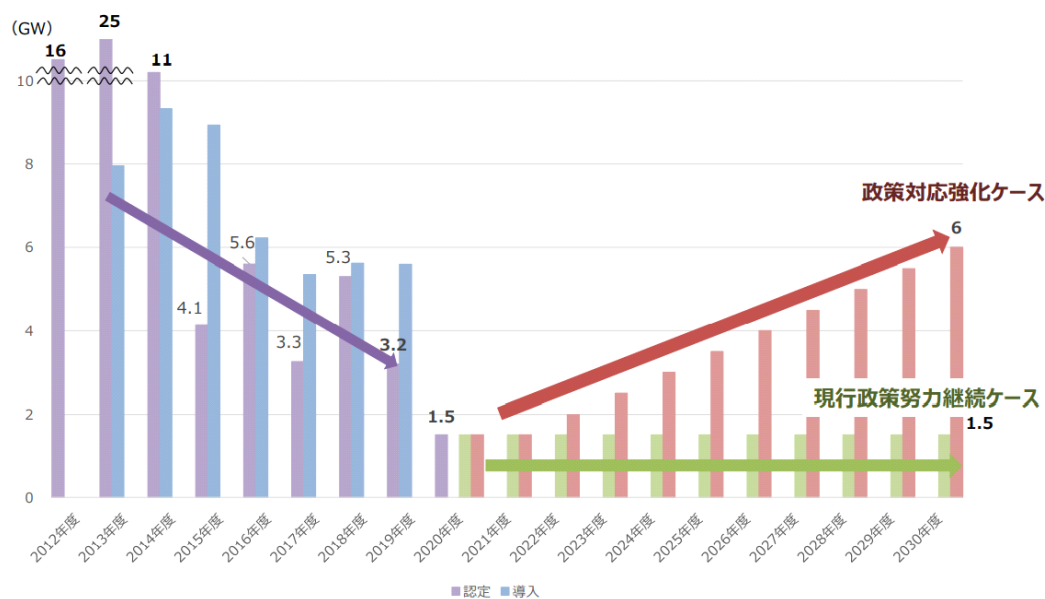


Figure 1.2 各年度の太陽光エネルギー導入見込量 [2]

より、導入量を年々増加させ、2030年度時点では6GWの導入を見込んでいることを表しており、今後も大量の太陽光発電設備が電力系統に連系されていくことが予想さ

れる。

一般に太陽光発電設備は2000 kW以下で高圧配電システムもしくは低圧配電システムに連系されることが多く [3]、今後、配電システムには大量の太陽光発電設備が分散して連系されることが予想される。従来の配電システムは上位システムから配電システム側へ電力を供給されてきたが、現在、太陽光発電設備の分散設置により、太陽光発電設備から配電システム側、さらには上位システム側へ電力が流れるような構造に変化しつつある。

また、太陽光発電は天候の変化により出力が変動し、配電システムの電圧が時間単位で大きく変化するようになった [4]。さらに、単相の家庭用太陽光発電設備の連系により、一部の配電システムにおいては不平衡が拡大している状況にある [5]。

### 1.1.2 脱炭素化された電力による電化について

一方、電力需要については、省エネの促進により既存の電化機器については需要が減少するものの、非電化機器については、脱炭素化された電力による電化が促進され、電力需要が新たに生まれることが予想されている。そのうちの一つに電気自動車あげられる [1]。国土交通省および経済産業省は日本の次世代自動車の普及目標と現状を Table 1.2 のとおり示している [6]。同表に示すとおり、2017年時点で0.55%の普及割合であった電気自動車は2030年時点で20~30%にまで普及することが見込まれている。これに伴い、電気自動車の充電設備が普及し、電力の需要構造の大きな変化が予想される。特に、家庭用の充電設備は単相負荷であるため、今後、不平衡が拡大することが懸念されている [7] [8]。

## 1.2 脱炭素化が与える配電システムへの影響

これまで、配電システムに接続される機器は、電気を消費する負荷設備が主体であった。CO<sub>2</sub> 排出量の抑制に向けて、太陽光発電設備を中心とした再生可能エネルギーの電力システムへの連系が急速に増加し、今後も増加することが想定される。さらに、EV等の新たな電化機器の導入が予想される。その結果、Fig. 1.3 に示すように、電力ネットワークにおいて、電力潮流の双方向化や電力需要の変化が生じ始めている。このような電力ネットワークの転換の結果、従来の技術や方法では、電力ネットワーク、特に配電システムの運用が困難になることが問題視されている。このため、脱炭素化が進展した後においても、電力を安定的かつ効率的に供給できるように既存の配電システム運用手法を

Table 1.2 電気自動車の普及目標と現状 [6]

<参考> 2017年度新車乗用車販売台数：435万台

	2017年度(実績) (新車販売台数)	2030年
従来車	63.3% (275万台)	30~50%
次世代自動車	36.7% (160万台)	50~70%
ハイブリッド自動車	31.7% (138万台)	30~40%
電気自動車 プラグイン・ハイブリッド 自動車	0.55% (2.4万台) 0.78% (3.4万台)	20~30%
燃料電池自動車	0.02% (0.07万台)	~3%
クリーンディーゼル自動車	3.6% (15.8万台)	5~10%

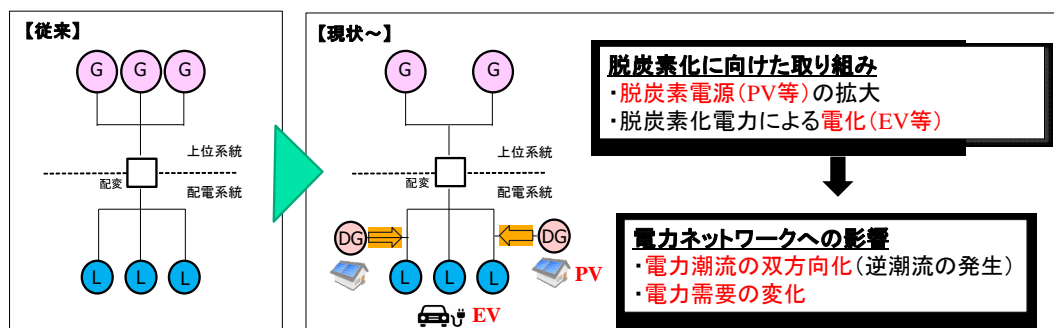


Figure 1.3 脱炭素化に伴う電力ネットワークの転換

見直すこと（配電システムの高度化）が必要とされている。本節では、従来の配電システムの構成および運用の概要を示した後に、配電システム運用上の今後の課題について述べる。

### 1.2.1 従来の配電システムの構成および運用について

まず、Fig. 1.4 に示す従来の配電システムの模式図を用いて、配電用変電所から需要家に至る電力の流れを以下に示す。まず、配電用変電所にて高圧 6600 V 程度に変圧された三相電力は、高圧ケーブルを介して、電柱上に設置された開閉器に送られる。その後、高圧配電線を介して柱上変圧器に送られ、低圧 100/200 V 程度に変圧される。さらに、低圧配電線、引込線および計量器を介して需要家に電力が送られる。なお、通常配電線は複数の需要家に電力を供給するため、配電線は配電用変電所から数 km から数 10 km に亘って施設される [9]。計量器は電力会社が需要家の電気料金を算定するために設置され、電力会社は月に一度、現地にて消費電力量の計測値を確認していた。

配電システムを安全かつ効率的に運用するにあたっては、配電システム上のすべての地点に対して、電圧や電流を適正範囲内に収めることが重要であり、電圧および電流の電気的狀態および配電線および負荷の物理的な接続状態を推定（以下、状態推定と書く）のうへ、配電システムを適切に制御する必要がある。特に、高圧配電線の任意の地点における電圧や電流の分布を推定することは、配電システム運用の根幹をなす部分である。

配電用変電所にてある一相に流れる電流を 1 時間ごとに計測しているため、従来はこの計測電流を需要家の契約容量で案分するという手法を用いて電圧や電流の状態を推定してきた [10]。従来の配電システムは需要家のみが接続されており、電流は変電所から各需要家に向かって流れ、変電所から離れるほど需要家に電流が流れた分だけ、高圧配電線に流れる電流は減衰していくという特徴があった。従来の手法 [10] はこの特徴をよく踏まえており、電圧や電流を運用上支障のない精度で推定することができていた。

前述の従来手法においては、ある一相のみの電流計測値を用いて状態を推定しているため、三相電圧を推定することはできない。しかし、配電システムの実運用上においては、電圧の適正範囲に対してある一定の不平衡分のマージンを加味することで問題なく運用されてきた。実際の不平衡の程度は地点ごとに異なり、このマージン以上の不平衡が発生している場合は、電圧管理上問題となるが、サンプリング調査等により、三相電圧を適宜測定し、測定結果に応じて対応を図ることで、不平衡の抑制が図られてきた。

## 1.2.2 再生可能エネルギーの大量連系に対する配電系統運用上の課題

1.1.1 項にて述べたとおり、CO<sub>2</sub> 排出量の抑制に向けて、再生可能エネルギー、特に太陽光発電設備の連系量がさらに増加することが予想されている。これに対する配電系統運用上の課題を本項で整理する。

発電設備の多くは、太陽光発電設備等のインバータ機器であり、短絡容量はほとんど増加しない。また、発電設備の連系により、配電系統に流れる電流が増加する場合があるが、配電系統を複数の回線に分割することで流れる電流を抑制することができる。従って、配電設備の容量面の観点において、課題はないと考えられる。

一方、太陽光発電設備は出力が不安定であるという特徴も持つ。連系量の増加に伴い、電圧の変動も大きくなるため、配電系統の電圧を適正範囲に維持することが困難になると考えられている。また、負荷と発電設備が混在するようになると、配電線路の電流・電圧の状態を正しく推定できなくなるという課題もあげられている。これは従来の手法 [10] が、配電用変電所にて計測している電流を需要家の契約容量の案分により推定しているためである。例えば、配電系統において負荷電力の総和と発電電力の総和が釣り合っている場合、Fig. 1.5 に示すように、電力は配電用変電所からではなく発電設備から供給される。従って、配電用変電所にて計測される電流はほぼ0に等しくなり、従来の手法では配電系統のいずれの地点においても電流は流れていないと誤って推定する。このように、状態推定が不可能となるケースを筆頭に、太陽光の連系量が大きくなるほど状態推定が困難になるということが特に大きな課題となっている。

一方、20年ほど前から、高圧配電線上のいくつかの地点で開閉器にセンサを付けることで電圧や電流を計測できるようになってきており、この計測情報を活用した状態推定手法 [11–13] も多く提案されているが、センサの取付箇所は限定的であり、太陽光発電設備の大量連系に対して根本的な課題の解決には至っていない。

また、家庭用太陽光発電設備は単相設備であるため、発電電流による不平衡の拡大も懸念されている。現状においても、単相の太陽光発電設備の大量連系により、昼間の快晴時に不平衡が拡大し、対応が必要となる配電線が生じている。

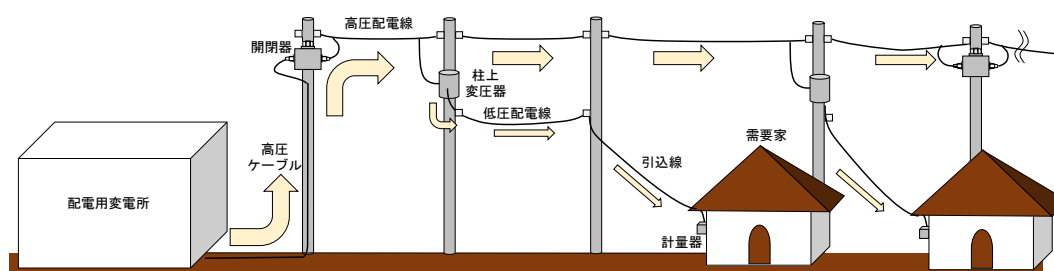


Figure 1.4 配電系統の模式図

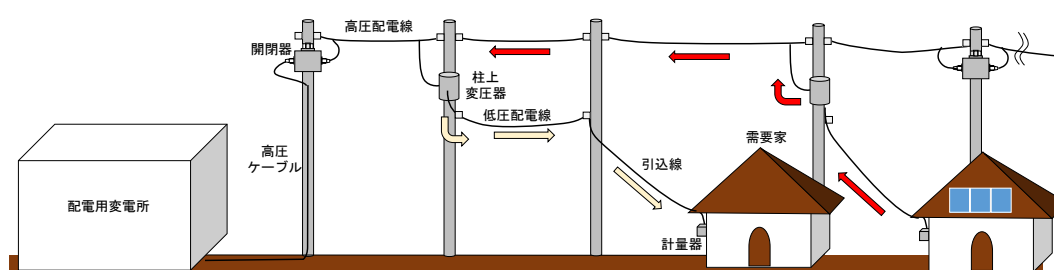


Figure 1.5 発電設備の連系による配電系統の潮流の変化

### 1.2.3 EVの導入に対する配電系統運用上の課題

欧米諸国ではEV充電設備等の大規模単相機器が急速に増加したことによる不平衡事象の拡大が確認されている [8]。今後、日本においても脱炭素化に向けて、EV等を中心とした単相機器が大規模に連系された場合、同様の不平衡が拡大することが懸念される。EV充電設備による不平衡は主に夜間に生じると考えられ、単相太陽光発電設備等による様相の異なる他の不平衡と合わさると適正電圧の維持が困難になる恐れがある。

従来の電圧管理の実運用上においては、ある一相の電圧を推定し、これに対して、電圧不平衡の予想分をマージンとして設けても電圧が適正範囲内に収まっているかという視点で運用されてきた。ここで、EV導入に伴い、電圧不平衡が拡大した場合、マージンとして加味する電圧不平衡分を大きくとる必要がある。その結果、維持すべき電圧の適正範囲が狭まり、運用が困難となる配電線が急増する恐れがある。特に適正な電圧管理が不可能なレベルにまで電圧不平衡が拡大した場合には、設備対策によりこ



れを解消する必要がある。この設備対策の一般的手法は単相負荷の接続相の変更による方法である。しかしながら、電力会社においては、個々の単相負荷の接続相を管理していない場合が多い。これは配電線の捻架状況を管理していないことに起因している。他物との離隔を得る等の理由で、三相配電線は電柱間で捻架され、三相の施設位置関係が変化することが多くある。このような捻架箇所は膨大にあるため、この捻架状況を現地調査・管理し、ひいては膨大にある単相負荷の接続相を管理することは、実運用上、困難である。

一方、近年では、電圧を三相別に制御することで不平衡を解消する自動電圧調整器の開発も進んでいる [14]。しかしながら、自動電圧調整器の設置点における電圧が平衡になるように制御したとしても、配電系統全体で電圧を平衡にできるとは限らず、不平衡問題に対する根本的解決にならないと考えられる。このように、従来の電圧管理手法では、PV や EV の増加による不平衡の拡大 に対して、効率的に対応できないことが課題としてあげられる。

### 1.3 スマートメータに関する動向

東日本大震災により発生した電力の需給逼迫を契機に、電力の使用状況の「見える化」等による節電支援などを目的として、Fig. 1.6 に示すようなスマートメータ（以下、SM と書く。）の導入が始まった。Table 1.3 は、送配電網協議会にて示されている SM の導入計画である [16]。SM は 2014 年度から設置が進められており、2024 年度中にすべての計量器が SM へ取り換えられる予定である。SM は従来の計量器にはない機能を有しており、様々な活用が期待されている。本節では、SM の概要について示したのち、SM の活用事例や先行研究状況について述べる。

#### 1.3.1 スマートメータの概要

##### (i) 機能

現状、日本にて取り付けが進んでいる SM の主な機能は、電力量の 30 分毎計量機能、ブレーカーとしての開閉機能および通信機能である。節電支援等の社会的要請に応えるために上記の機能が実装された他、配電系統の効率的運用等に向けて、電圧の計測機能等が実装されている。



Figure 1.6 スマートメータの外観 [15]

Table 1.3 スマートメータの導入計画

各年度末のスマートメーター導入台数（2021年3月末時点）  
（設置台数/計画台数（～2020年度）・設置予定台数（2021年度～））

←→ 各社の計画 単位【万台】

電力会社 (設置予定台数)	2021年 3月末時点 での設置 台数※1 (万台) 及び設置率	H26 2014	H27 2015	H28 2016	H29 2017	H30 2018	R1 2019	R2 2020	R3 2021	R4 2022	R5 2023	R6 2024
北海道電力 (37.3万台)	262.6 70.4%		← 29/38	48/53	49/48	47/42	45/40	45/39	37	37	36	
東北電力 (67.8万台)	492.0 72.6%	← 8/12	58/65	82/84	97/82	93/77	82/70	72/76	77	77	32	
東京電力 (2,840万台※2)	2,840.7 100%	← 150/190	315/320	595/570	585/570	584/570	417/442	343/367				
中部電力 (95.5万台)	759.2 79.5%	← 1/1	108/102	181/146	148/144	119/115	101/96	101/104	98	98		
北陸電力 (18.5万台)	128.2 69.3%		← 15/15	22/25	25/25	24/23	23/22	19/19	20	19	18	
関西電力 (1,309万台)	1,225.5 93.6%	← 154/160	174/170	210/170	182/170	126/106※3	95/80※3	71/65※3	50※3	30※3		
中国電力 (50.5万台)	338.2 67.0%		← 24/24	67/56	69/61	61/56	63/55	55/58	56	56	55	
四国電力 (26.5万台)	184.6 69.5%	← 1/3	13/15	29/31	35/31	34/32	35/31	38/30	30	28	22	
九州電力 (86.8万台)	630.2 72.5%		← 7/0	106/80	95/85	99/98	87/86	93/84※3	80※3	79※3	79※3	
沖縄電力 (9.1万台)	56.0 61.5%		← 1/1	10/10	11/10	11/10	12/9	11/9	9	9	9	8
合計	6,917 85.7%	314 /366	744 /750	1,350 /1,225	1,296 /1,226	1,198 /1,129	960 /931	848 /851	457	433	251	8

※1 試験導入にて設置したスマートメーターを含む

※2 一部取替作業が困難な場所などを除く設置済み台数

※3 記載導入台数のほかに検定有効期間満了（検満）に伴うスマートメーターからスマートメーターへの取替を含む



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

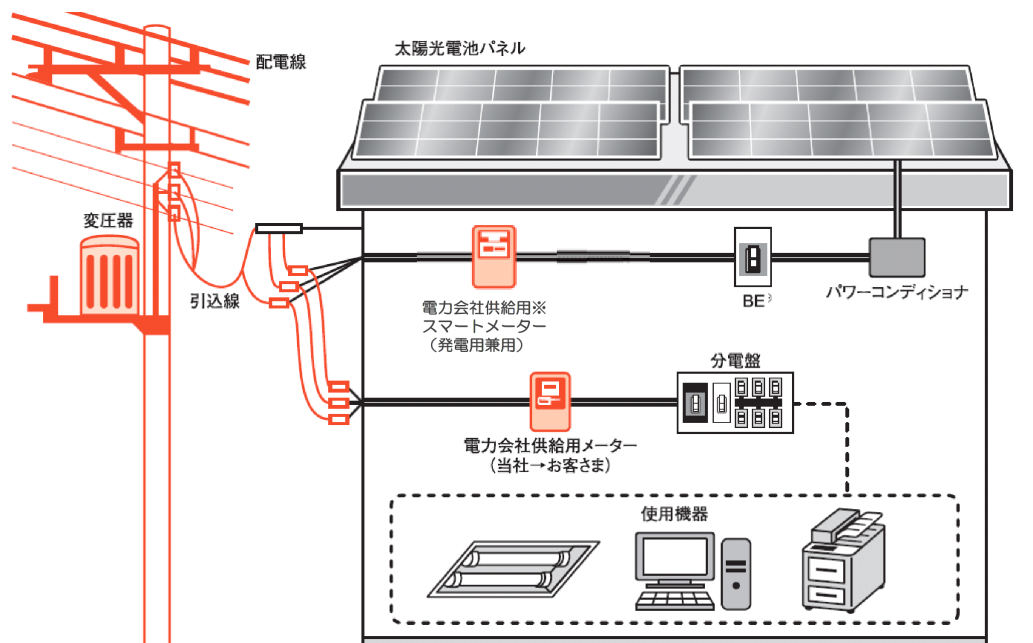


Figure 1.7 スマートメータの設置箇所 [17]

## (ii) 設置箇所

SM は電力の受電・売電契約ごとに従来の計量器の代わりとして取り付けされる。一例として、太陽光の発電電力を売電している低圧需要家における SM の設置箇所を Fig. 1.7 に示す [17]。同図に示すように、電化機器が繋がった分電盤と引込線との間の屋内配線上に SM が 1 台取り付けされている他、太陽光発電設備の機器一式と引込線との間の屋内配線上に別の SM が 1 台取り付けされている。SM をこのように設置することで、需要家の消費電力と発電電力を個別に計測できるようになっている。

## (iii) 通信ルート

SM は通信機能を有しており、様々な機器と関係している。Fig. 1.8 は SM の通信ルートの概略図である [15]。同図に示すとおり、通信ルートは A ルートと B ルートの 2 種類に大別される。

A ルートは SM と電力会社のシステムとを結ぶルートである。SM の通信方式としては、無線マルチホップ、1 : N 無線および電力線搬送 (PLC) の 3 種類があり、地域ごとに異なる通信方式が採用されている。通信方式の選定に際しては、需要密度や

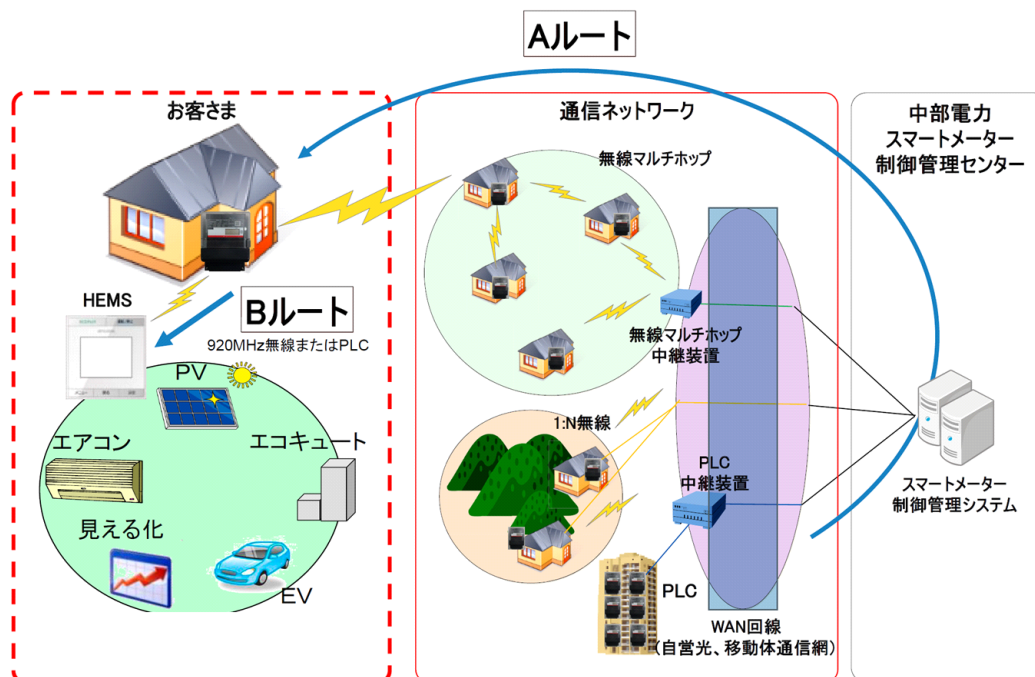


Figure 1.8 スマートメータの通信ルート [15]

携帯回線強度等の地域特性に応じて効率的な通信方式が採用される。電力会社はこのAルートを通じて、各SMが計量する電力量を30分間隔で遠隔収集し、システムにデータを保管することができる。

一方、BルートはSMと需要家内のホーム・エネルギー・マネジメント・システム(HEMS)等を結ぶルートである。通信方式としては、920MHz帯の無線やPLCが用いられる。需要家はこのBルートを通じて、HEMS等により消費電力の監視等が可能になる。

#### 1.4 スマートメータを活用した配電系統運用の高度化

SM本来の目的は電力の「見える化」であるが、従来にはない計測・通信機能を最大限に活用し、「見える化」以外にもさまざまな活用が検討されている。その検討範囲は多岐にわたり、需要や発電量の予測に関する研究 [18-26]、PVやコンデンサ、需要家内機器の設備容量推定に関する研究 [27-30]、機器の劣化や異常検出に関する研

究 [31–37]，および需要家の在宅状況の推定に関する研究 [38–40] などがある。さらに，1.2 節にて脱炭素化後における配電系統運用の高度化の必要性や具体的な課題について述べたが，この課題解決に向けても SM の効果的活用が期待されている。本節では，SM を用いた電圧推定および接続相推定の先行研究状況について述べる。

#### 1.4.1 スマートメータを用いた電圧推定

A. Abdel-Majeed らは，SM による電力・電圧・電流計測値を用い，低圧配電系統の状態を重み付き最小二乗推定法により推定している [41]。しかし，高圧配電系統への適用可否については検討されていない。また，J. B. Leite らは，上述された SM による計測データのうち電圧・電流計測値を利用して，高圧と低圧配電系統の状態を後方・前方掃引アルゴリズムにより推定している [42]。しかし，SM によって計測される電圧は，負荷の電圧であり，負荷より上流の電圧を推定するには低圧引込線で発生する電圧降下を計算する必要がある。したがって，J. B. Leite らの提案方法による系統状態推定においては，低圧引込線のインピーダンスも詳細に把握する必要がある。しかし，負荷設備や発電設備単位に設置される低圧引込線の施設数は膨大であり，そのインピーダンスを把握することは実運用からみて大変困難である。また，文献 [41,42] で提案されている方法は，(i)SM が全ての需要家に設置され，(ii)SM のすべての測定値が電力会社により収集されることを前提としている。しかしながら，実際には，SM は必ずしもすべての需要家に設置されているわけではない。また，通信環境や需要家の要望により，遠隔地からの SM 計測ができない場合もある。このため，文献 [41,42] で提案されている方法では，配電系統の電圧分布を計算できないことがある。

そのため，近年では，SM に加えて，配電系統の送り出し地点などに設置されているセンサ付き開閉器（以下，センサと書く）による計測値を利用した推定方法が提案されている [43,44]。文献 [43] では，センサで測定した電力を SM で測定した電力に応じて各ノードに分配する方法を提案している。文献 [44] では，センサと SM の測定結果と合致するように電圧分布を推定する方法を提案している。これらの文献 [43,44] で提案されている手法は，SM のデータが一部欠落していても，センサの測定値から電圧分布を推定することができる。しかしながら，文献 [43,44] で提案されている手法は見かけ上の負荷電流を実負荷電流と実発電電流に分離することができないため，電圧分布を高精度に計算することができない。

以上の通り、SMを用いた電圧推定に関して、各種研究が実施されているが、いずれも実運用化には課題を有していると言える。

#### 1.4.2 スマートメータを用いた接続相推定について

SMの測定値等を活用した負荷接続相の推定についても検討がされている。W. WangやS. J. PappuはSMの計測データをもとに統計的手法を用いて接続相を推定している[45,46]。また、SMの計測データに加え、センサの計測データをもとにした統計的手法[47-49]や潮流計算結果をもとに誤差の少ない接続相の組み合わせを探索する手法[50-54]が提案されている。しかし、いずれの手法を活用する場合にも、推定精度を保証するためには、SMの電圧等を長期間計測・収集する必要があり、実運用が困難である。このように、SMを活用した接続相の推定に関して、研究が多くなされているものの、精度や実運用面での課題を有している。

### 1.5 本研究の目的および構成

#### 1.5.1 本研究の目的

本研究では、CO<sub>2</sub>排出量の抑制に向けて、配電系統運用の高度化が必要であることを踏まえ、特に運用上重要となる高圧配電系統の状態推定手法の高度化、すなわち電圧の推定および接続相の推定の高度化について焦点を当てる。本研究項目をFig. 1.9に示す。本研究では、配電系統運用の高度化に向けて取り付けが進展しているSMの計測情報等、実運用に際しても計測・取得可能な値をベースとして、新たな状態推定手法を提案する。さらに、推定精度を求めるだけでなく、計算量の抑制等についても勘案し、実現場への導入を最終目的として、最適な状態推定手法を提案する。

#### 1.5.2 本論文の構成

本論文は、全5章で構成されており、各章の概要は以下のとおりである。

まず、第1章（本章）では、配電系統の高度化の概要と目的についてまとめた。

第2章では、配電系統における線路電流ベクトルや線間電圧ベクトルなどの電氣的状態を導出する手法を提案する。提案手法は負荷電流と発電電流を別々に計算することで電圧分布を正しく推定できる。提案手法は各ノードの電圧計算結果に応じて各ノード

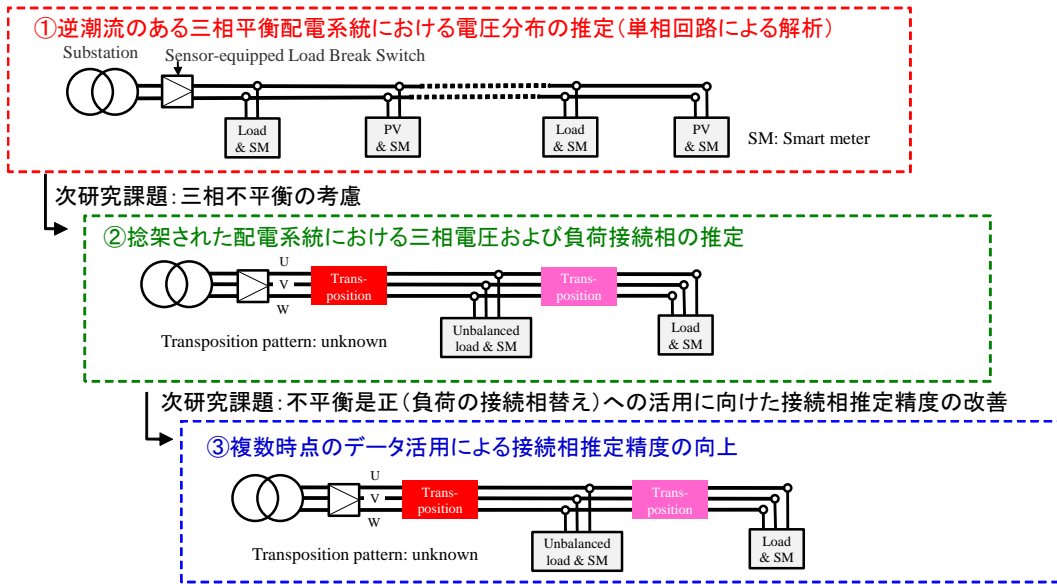


Figure 1.9 配電系統の状態推定の高度化に向けた研究項目

ド電流を補正し、改めて電圧を計算するという繰り返し計算を行うというステップにおいて、ノード電流の大きさは補正せず、ノード電流の位相のみを補正する。この結果、線路電流と線間電圧の分布をわずか2回の繰り返し計算で計算結果が収束し、精度よく状態を推定できることを検証する。さらに、電力会社の制御システム [55] への活用状況についても述べる。

第3章では、ある1時点のみのセンサ付開閉器の三相電圧・三相電流計測値およびSMの電圧・電力計測値を活用した負荷の接続相推定手法を提案した。負荷設置箇所における三相電圧を推定し、SMの電圧計測値と比較することで接続相を推定する。検証の結果、接続相推定精度は75%となり、不平衡の大きい箇所の把握等に活用できるレベルの精度であることを示す。また、三相電圧を誤差0.5%以内に推定でき、電圧管理上十分な精度を有することを述べる。

第4章では、ある3時点のセンサ付開閉器の三相電圧・三相電流計測値およびSMの電圧・電力計測値を活用した負荷の接続相推定手法を提案した。三相電圧推定値および電圧計測値に関して負荷条件によらない性質を見出し、3時点の計測データを活用する手法を導いた。本手法を用いることで、3時点の計測値のみから98%という高

い精度で接続相を推定できることを示し、接続相替えによる不平衡の改善等のユースケースにおいても、十分な精度であることを述べる。なお、本研究では、簡単のため、負荷電力のみの簡易的な配電システムモデルを用いて検証する。しかしながら、実際の配電システムにおいては、負荷やPV等の機器が複数地点に存在している。また、SMやセンサの計測値には計測誤差が含まれる。このことが接続相推定結果に与える影響については、今後の課題として述べる。

最後に、第5章では、本論文を総括し、本研究で得られた主要な知見をまとめている。



## 第1章の参考文献

- [1] 経済産業省他, 「2050年カーボンニュートラルに伴うグリーン成長戦略(案)」, p.6 (2021), [https://www.meti.go.jp/policy/energy\\_environment/global\\_warming/ggs/pdf/green\\_gaiyou.pdf](https://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/ggs/pdf/green_gaiyou.pdf) (Accessed on 17, November 2022)
- [2] 経済産業省, 「2030年度におけるエネルギー需給の見通し」, pp. 30-33 (2021), [https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic\\_plan/pdf/20211022\\_03.pdf](https://www.enecho.meti.go.jp/category/others/basic_plan/pdf/20211022_03.pdf) (Accessed on 17, November 2022)
- [3] 経済産業省 資源エネルギー庁, 「A表 都道府県別認定・導入量(2022年6月末時点)」 (2022)
- [4] 関西電力株式会社, 「再生可能エネルギーの課題」, [https://www.kepco.co.jp/energy\\_supply/energy/newenergy/about/task.html](https://www.kepco.co.jp/energy_supply/energy/newenergy/about/task.html) (Accessed on 17, November 2022)
- [5] 藤井, 飯岡, 田中, 張本, 嶋田, 久保田, 「不平衡電圧下における太陽光発電の不平衡電流出力に関する検討」, 電気学会研究会資料 電力・エネルギー部門 電力技術研究会, PE-19-147 (2019)
- [6] 国土交通省・経済産業省, 「EV/PHV普及の現状について」, p. 2 (2020)
- [7] 平野, 芳澤, 林他, 「EV大量導入に向けた柱上変圧器の接続相変さらによる配電系統の電圧不平衡率低減効果」, 令和3年電気学会全国大会講演論文集, 6-154 (2021)
- [8] A. Ul-Haq, C. Cecati, K. Strunz, E. Abbsasi: “Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network”, *Intelligent Industrial Systems*, 1, 51-60 (2015).
- [9] 佐藤, 飯岡, 斎藤, 佐々木, 石川, 山田, 「クラスター分析によりグルーピングした高圧配電系統の電圧降下特性に関する検討」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-16-065/PSE-16-085 (2016)
- [10] 電気学会, 「電気工学ハンドブック」, 電気学会, p. 1389 (2001).

- [11] 田中, 上村, 小林, 「センサー開閉器情報に基づく配電系統の電圧推定手法」, 電力中央研究所報告書, No. R04011 (2005)
- [12] 能勢, 辻, 大山, 伊藤, 阿部, 南, 石橋, 「PV/EV 大量導入時の配電系統におけるセンサ情報を活用した LRT 制御手法」, 電気学会論文誌 B, 136 巻, 4 号, pp. 390-399 (2016)
- [13] 花井, 林, 松木, 栗原, 「センサ開閉器から得られる計測情報を活用した配電系統の電圧推定・制御手法の提案と実験的検証」, 電気学会論文誌 B, 130 巻, 10 号, pp. 859-869 (2010)
- [14] 奥村, 杉山, 伊藤, 苅川, 梶田, 高木 「三相電圧不平衡対応機能付サイリスタ式自動電圧調整器の開発」, 平成 28 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 173 (2016).
- [15] 中部電力株式会社, 「スマートメータの導入」, pp.1-3 (2016),  
[https://www.chuden.co.jp/resource/seicho\\_kaihatsu/kaihatsu/techno/techno\\_naiyou2016/techno\\_naiyou2016\\_53.pdf](https://www.chuden.co.jp/resource/seicho_kaihatsu/kaihatsu/techno/techno_naiyou2016/techno_naiyou2016_53.pdf) (Accessed on 17, November 2022)
- [16] 送配電網協議会, 「電力データ活用の取り組み」, p. 5 (2021)
- [17] 東京電力株式会社, 「太陽光発電設備（10 kW以上）からの電力受給に関する申込書類のご案内」, p. 10, <https://www.tepco.co.jp/workshop/pdf/taiyoko02-j.pdf> (Accessed on 17, November 2022)
- [18] 友部, 足立, 永井, 松田, 渡邊, 「スマートメータデータを活用した需要家単位の電力消費量予測」, 電気学会研究会資料 システム/スマートファシリティ合同研究会, ST-22-018, SMF-22-025 (2022)
- [19] 河浦, 重信, 伊藤, 「SM データを用いた上げ DR における PV 発電量予測の特徴量把握による効果」, 電気学会研究会資料 新エネルギー・環境研究会, FTE-21-053 (2022)
- [20] 明, 宮澤, 藤本, 林, 「電力地産地消の実現に向けたスマートメータデータに基づく都市のネット需要の空間分布予測」, 令和 3 年電気学会電力・エネルギー部門大会, 106 (2021)

- [21] 福場, 馬淵, 佐野, 齋藤, 渡辺, 「低圧配電系統におけるスマートメータを活用した負荷管理手法の検討」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会, 107 (2021)
- [22] 田中, 張本, 飯岡, 長江, 太田, 「スマートメーターの使用量から得られる特徴量について」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会, 120 (2021)
- [23] 岩瀬, 中江, 高野, 重信, 伊藤, 國保, 東山, 「スマートメータデータを用いた節電傾向にある需要家の抽出方法の基礎検討」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-177 (2021)
- [24] 松田, 山口, 友部, 渡部, 足立, 永井, 「一般家庭の電力消費傾向の統計的分析に関する一考察」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-098 (2021)
- [25] 一ノ宮, 寺邊, 渡邊, 石井, 上西, 石川, 岩月, 「動力需要におけるスマートメータを活用した低圧配電設備のスリム化に係る研究」, 平成30年電気学会全国大会論文集, 7-100 (2018)
- [26] M. N. Fekri, H. Patel, K. Grolinger, V. Sharma, “Deep learning for load forecasting with smart meter data: Online Adaptive Recurrent Neural Network”, Applied Energy, Volume 282, Part A, 116177 (2021)
- [27] 安並, 「スマートメータを利用した過積載 PV の発電出力推定に関する一考察」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 016 (2021)
- [28] 阪井, 藤田, 小林, 青木, 吉江, 水野, 濱田, 深江, 「スマートメータデータを利用した自動力率調整装置を設置した需要家の SC 容量推定手法」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-151 (2021)
- [29] 藤田, 藤本, 林, 「機器消費電力推移波形の形状に着目した機器別消費電力推定手法の検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 183 (2020)
- [30] 矢本, 坂上, 岩田, 松田, 三澤, 葵木, 「スマートメータデータを用いた家電別負荷推定技術の検討」, 2019年電気学会電子・情報・システム部門大会プログラム, OS6-1 (2019)

- [31] 堀, 水谷, 宮崎, 朱牟田, 「柱上変圧器の劣化評価に向けたスマートメータ情報の活用の検討」, 平成31年電気学会全国大会論文集, 5-156 (2019)
- [32] 西田, 「スマートメーター (SM) の活用による断線検出」, 中部電力技術開発ニュース, No.164, p. 13 (2021)
- [33] 西田, 荻原, 鍵田, 板屋, 「スマートメータによる断線箇所探索手法の検討」, 平成29年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 198 (2017)
- [34] P. Jokar, N. Arianpoo, and V. C. Leung, "Electricity Theft Detection in AMI Using Customers' Consumption Patterns", IEEE Transactions on Smart Grid, vol.7, no.1, pp.216-226 (2016)
- [35] S. S. S. R. Depuru, L. Wang, V. Devabhaktuni, and R. C. Green, "High performance computing for detection of electricity theft" International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol.47, pp. 21-30 (2013)
- [36] Z. A. Khan, M. Adil, N. Javaid, M. N. Saqib, M. Shafiq, and J.-G. Choi, "Electricity Theft Detection Using Supervised Learning Techniques on Smart Meter Data", Sustainability 2020, 12, 8023
- [37] M. M. Buzau, J. Tejedor-Aguilera; P. Cruz-Romero; A. Gomez-Exposito "Detection of Non-Technical Losses Using Smart Meter Data and Supervised Learning", IEEE Transactions on Smart Grid, vol.10, no.3, pp. 2661-2670 (2018)
- [38] 服部, 篠原, 「スマートメータの電力需要データを用いた在・不在判定の精度改善手法」, 平成28年電気学会電子・情報・システム部門大会講演論文集, OS4-3 (2016)
- [39] 佐々木, 高倉, 中野, 今西, 野瀬, 堀田, 瓦井, 石田, 上野, 「スマートメータを活用した高齢者見守りシステムの開発 その9: 粒度補間法の適用による熱中症予防システムの性能向上」, 2019年電気学会電子・情報・システム部門大会プログラム, OS1-1 (2019)

- [40] R. Razavi, A. Gharipour, M. Fleury, I. J. Akpan, “Occupancy detection of residential buildings using smart meter data: A large-scale study”, *Energy and Buildings*, Volume 183, pp. 195-208 (2019)
- [41] A. Abdel-Majeed and M. Braun: “Low voltage system state estimation using smart meters”, 2012 47th International Universities Power Engineering Conference, pp. 1-6 (2012)
- [42] B. Leite and J. R. S. Mantovani: “State estimation of distribution networks through the real-time measurements of the smart meters”, 2013 IEEE Grenoble Conference, A5365JL, pp. 1-6 (2013).
- [43] 篠崎, 菅野, 宮里, 「スマートメータを活用した配電系統の高圧電圧推定手法の検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 106 (2020)
- [44] R. Akasaka, R. Hara, H. Kita, T. Tanabe, S. Sugimura: “Voltage Profile Estimation using State Estimation in a Distribution Networks”, *IEEJ Transactions on Power and Energy*, Vol. 141, No. 6, pp. 440-447 (2021).
- [45] W. Wang, N. Yu, B. Foggo, J. Davis and J. Li, “Phase Identification in Electric Power Distribution Systems by Clustering of Smart Meter Data”, 2016 15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA), pp. 259-265 (2016)
- [46] S. J. Pappu, N. Bhatt, R. Pasumarthy and A. Rajeswaran, “Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data”, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Vol. 9, No. 5, pp. 5113-5122 (2018)
- [47] 寺西, 北島, 菊池, 竹林, 「スマートメータの電力データを用いたトランス接続相判定手法」, 平成26年電気学会全国大会講演論文集, 6-151 (2014)
- [48] 下山田, 北島, 柏木, 服部, 横山, 宮崎, 宮里, 「スマートメーターを活用した変圧器接続相判定技術の判定結果可視化の検討」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-139 (2021)

- [49] 菅野, 馬淵, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータ情報を用いた柱上単相変圧器の接続相判別に関する検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 121 (2020)
- [50] 河野, 林, 高野, 板屋, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータの取得情報を用いた柱上変圧器の接続相推定に関する基礎研究」, 平成28年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 169 (2016)
- [51] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定へのタブサーチの適用」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-143 (2021)
- [52] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への整数型 Population Based Incremental Learning の適用」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 109 (2021)
- [53] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への改良整数型 Population Based Incremental Learning の適用」, 電気学会研究会資料 システム/スマートファシリティ合同研究会, pp. 81-86 (2021)
- [54] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「Maximum Correntropy Criterion のカーネルサイズ変更による計測誤差及び外れ値を考慮した柱上変圧器接続相推定」, 電気学会研究会資料 電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, PE-22-055/PSE-22-075/SPC-22-103 (2022)
- [55] 中部電力パワーグリッド株式会社, 「配電系統高度化 (次世代グリッド化) の取り組み～国内初の「電圧集中制御システム」の運用開始～」, 中部電力パワーグリッド株式会社プレスリリース資料, [https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577\\_3281.html](https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577_3281.html) (Accessed on 17, November 2022)

# 2

## 配電系統における電圧や電流等の電気的狀態 の導出

### 2.1 はじめに

配電系統では、配電用変電所の送り出し点から高圧配電線を施設し、複数の接続点を介して需要家に電力を供給している。高圧配電線上の電圧は、配電用変電所の送り出し点での電圧から変化し、配電線を流れる線路電流、ひいては、複数の需要家の電力消費状況とその接続位置に依存している。電力会社は、高圧配電線の電気的狀態、すなわち配電線の各位置における線路電流および線間電圧を把握することが、配電系統の運用にあたり重要である。しかしながら、1章で述べた通り、分散型電源（以下、DGと書く。）の大量連系に伴い、配電系統に逆潮流が生じるようになり、配電系統の電圧分布を正しく推定することが困難になってきている。そこで、本章では、スマートメータ（以下、SMと書く。）を活用し、負荷とDGを持つ配電系統における線間電圧ベクトルと線間電流ベクトルを推定する新しい手法について述べる。Table 2.1は、本手法と先行研究 [1-8] の特徴をまとめたものである。

Table 2.1 Comparison of voltage estimation methods

Method	1	2	3	4	5	6	7	8
Reference	Ref. [1]	Ref. [2]	Ref. [3]	Ref. [4]	Ref. [5]	Ref. [6]	Ref. [7]	Ref. [8]
Measured point	LBS Substation Load/DG	LBS	LBS	LBS	Load/DG	Load/DG	LBS Load/DG	Sensor SM
Measuring equipment	Sensor SM	Sensor	Sensor	Sensor	SM	SM	Sensor SM	Sensor SM
Used Sensor Data	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current	Voltage Current
Used SM Data	Power	Power	Power	Power	Voltage Current	Voltage Current	Power	Power
Voltage class of estimation target	MV	MV	MV	MV	LV	MV/LV	MV	MV/LV
Calculating actual load current and actual generation current separately	✓							
Voltage estimation accuracy	good	poor	fair	fair	good	good	good	good
Calculation speed	fair	good						fair
Estimation capability for distribution system without DG	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Estimation capability for distribution system with DG	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Estimation capability even when some SM data is lacking	✓	✓	✓	✓			✓	✓



同表の8行目に示すように、本手法では、他の先行研究とは異なり、負荷電流と発電電流の分離を考慮した計算を行っている。実運用上においては、三相不平衡回路を便宜上三相平衡回路として取り扱い、代表する1相について本手法を適用する。この際、負荷・発電設備の接続相は分からないため、不平衡設備は三相平衡として取り扱う。不平衡分は電圧制約としてある一定の裕度を持たせることで加味し、推定した電圧がこの電圧制約範囲内になるように運用することで、実運用上においても適正電圧の維持が可能になる。

本方法は、SM およびセンサ付き負荷開閉器による計測データのうち、SM による有効電力と無効電力、センサ付き負荷開閉器による線間電圧と線路電流、すなわち4種類の計測データを用いている。一方、SM による電圧・電流計測値は使用しないため、把握が困難な低圧系統以下のインピーダンス情報も必要としない。また、測定精度の悪いセンサ付開閉器の力率は使用しない。これにより、実運用上、容易に得られ、精度の高い計測値や情報のみからPV の出力状況によらず精度の高い高圧配電系統電圧推定を実現する。

2.2 節では、本研究で提案する新しい導出方法を述べている。本導出方法の特徴の一つは、精度の高い状態推定を実現しつつ計算時間の短縮を図ることを目的として、各ノードの電圧計算結果に応じて各ノード電流を補正し、改めて電圧を計算するという繰り返し計算を行うというステップにおいて、ノード電流の大きさは補正せず、ノード電流の位相のみを補正している点である。配電系統は通常、ある電圧制約範囲内に収まるように運用されており、ノード電流の大きさを決める支配的要因は当該ノードの発電電力あるいは消費電力である。また、送り出し地点における線路電圧や電流はセンサ付き開閉器により計測されており、この情報とSM による電力計測値のみからノード電流を精度良く推定できると考えられる。一方で、ノード電流位相は線路インピーダンスや他ノードの発電電力あるいは消費電力の影響も受ける。以上のことを加味してノード電流の位相のみを補正する。

2.3 節では、分散型電源が接続されたモデル配電系統に対して提案手法を適用し、高圧配電線の各位置における線路電流ベクトルと線間電圧ベクトルの導出結果を示している。分散型電源の発電量を0 W から数 MW の間で複数に設定し、配電線の電流として順潮流状況から逆潮流状況までを扱っている。また、繰り返し計算ステップ数はわずか2回であり、短時間で計算を完了できることを示している。

2.4節では、本導出方法によって得られた線路電流ベクトルと線間電圧ベクトルは高い精度を持っていることを検証している。

本論文で得られた知見は2.5節で述べるように、電力会社の制御システムに活用されている [9]。前述のように、本導出方法で使用する計測データ種類数は4種類と少なく、システムへの通信量およびシステムでの保存量の低減に貢献している。

## 2.2 高圧配電線における電氣的状態の導出方法

### 2.2.1 センサ付き開閉器とスマートメータが接続された配電系統

Fig. 2.1 は、配電系統の模式図を示している。配電用変電所の送り出し点からは、センサ付開閉器(以下、LBS と書く。)を介して、高圧配電線が施設されている。分散型電源(以下、発電設備と記す)と負荷は、柱上変圧器・低圧引き込み線を介して、高圧線上の  $l$  個の接続点(ノード)に接続されている。発電設備と負荷は三相平衡である。各発電設備および各負荷にはスマートメータが接続されている。本研究では、高圧配電線の情報として、センサ付き開閉器によって計測される電氣量のうち、線間電圧と線路電流を用いる。さらに、各負荷と各発電設備の情報として、SM によって計測される電氣量のうち、有効電力および無効電力を用いる。このように、使用する電氣量を少なくする目的は、2.5節で述べるように、センサ付き開閉器および SM からの通信データ量と保存データ量を少なくするためである。

Fig. 2.2 は、Fig. 2.1 に書かれた配電系統を高圧側換算した単相等価回路を示すとともに、各電氣量もあわせて示している。

- a) センサ付開閉器の設置位置での線間電圧ベクトルを  $V_{LBS}$  で、通過電流ベクトルを  $I_{LBS}$  で表す(本研究では、ベクトルをボールド体で示す)。
- b)  $I_{G,m}$  および  $I_{L,m}$ : ノード  $m$  において、それぞれ発電設備から流出する電流および負荷に流入する電流。
- c)  $I_m$ : ノード  $m$  において、発電設備および負荷側に流れる電流。
- d)  $V_m$ : ノード  $m$  における線間電圧。
- e)  $I_{m-1,m}$ : ノード  $m-1$  とノード  $m$  との間を流れる線路電流。

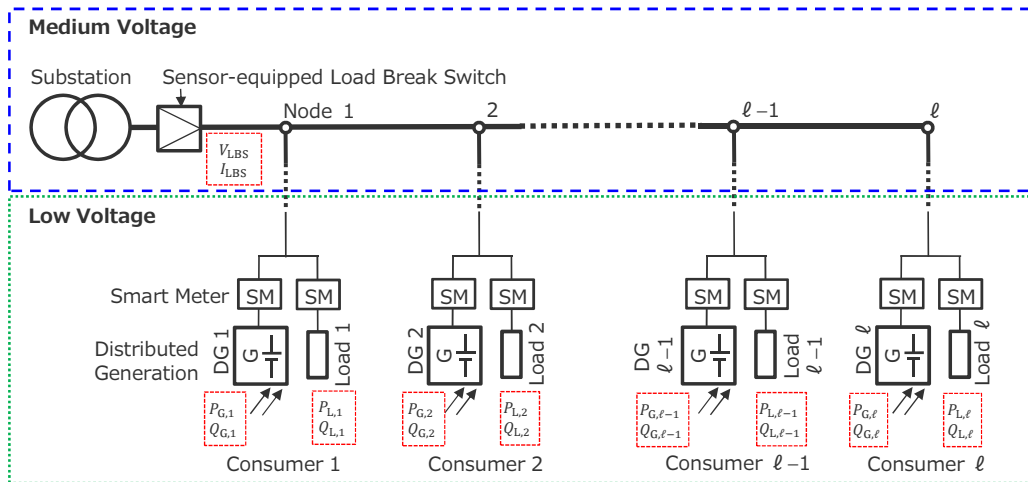


Figure 2.1 Schematic diagram of electricity distribution system.

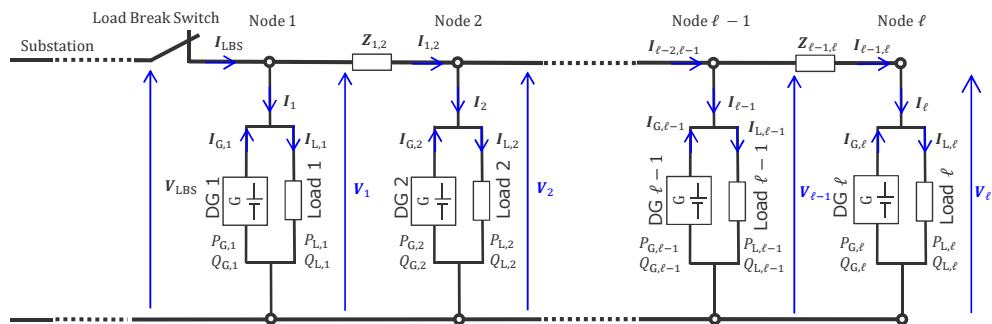


Figure 2.2 Single phase circuit equivalent to distribution system shown in Fig. 2.1.

- f)  $Z_{m-1,m}$ : ノード  $m-1$  とそれに隣接するノード  $m$  との間における線路インピーダンス。なお, LBS はノード 1 の直近にあり, その間の線路インピーダンスは微小である。

Table 2.2 Known/unknown information

		大きさ	位相
$V_{LBS}$	LBS の電圧	既知	既知 (基準)
$I_{LBS}$	LBS の電流	既知	未知
$P_{L,m}, Q_{L,m}$	ノード $m$ における負荷の有効・無効電力	既知	—
$P_{G,m}, Q_{G,m}$	ノード $m$ における発電設備の有効・無効電力	既知	—
$I_m$	ノード $m$ の電流	未知	未知
$I_{L,m}$	ノード $m$ における負荷に流れる電流	未知	未知
$I_{G,m}$	ノード $m$ における発電設備に流れる電流	未知	未知
$I_{m-1,m}$	ノード $m-1$ とノード $m$ との間を流れる線路電流	未知	未知
$V_m$	ノード $m$ における線間電圧	未知	未知

### 2.2.2 提案方法

本研究では、Fig. 2.2 に示される配電系統において、既知および未知の情報が Table 2.2 に示す通りである状況を想定し、順潮流・逆潮流状況下でのノード電圧  $V_m$  を導出することを目的としている。提案手法の計算フローを Fig. 2.3 に示す。提案手法においては、負荷電流と発電電流を区別し、逆潮流のある配電系統においても電圧を正しく推定することを図る。発電電流についてはセンサ付き開閉器の電圧計測値と SM の電力計測値から求める。次に、発電設備および変電所から流入する電流の総和を求め、この配電系統に流入される電流が各負荷に分配して流出すると考え、負荷電流を案分計算により求める。このように案分計算を適用することで、電流の大きさを正しく推定できると考えられる。ただし、SM の有効・無効電力計測値から負荷・発電設備の力率を求めることができても、各ノードにおける電圧位相が未知であるため、電流の位相を正しく推定することはできない。そこで、一旦、各ノードにおける電圧位相がすべて同じと初期設定し、ノード電流ベクトルを求め、インピーダンス計算により各ノード電圧ベクトルを求める。ここで得られた電圧位相をもとに電流位相を補正し、改めてノード電流ベクトルを求める。この補正計算の反復により、ノード電流ベクトルを正しく推定し、ひいては配電系統の電圧分布を正しく推定できると考えた。なお、ノード電流の補正に際しては、位相に加えて、大きさも同時に補正することが考えられるが本研究では、案分計算時点で、大きさを正しく推定できていると考え、計算量の低減を目的として、位相のみ補正を実施する。以降、具体的手順について述べ

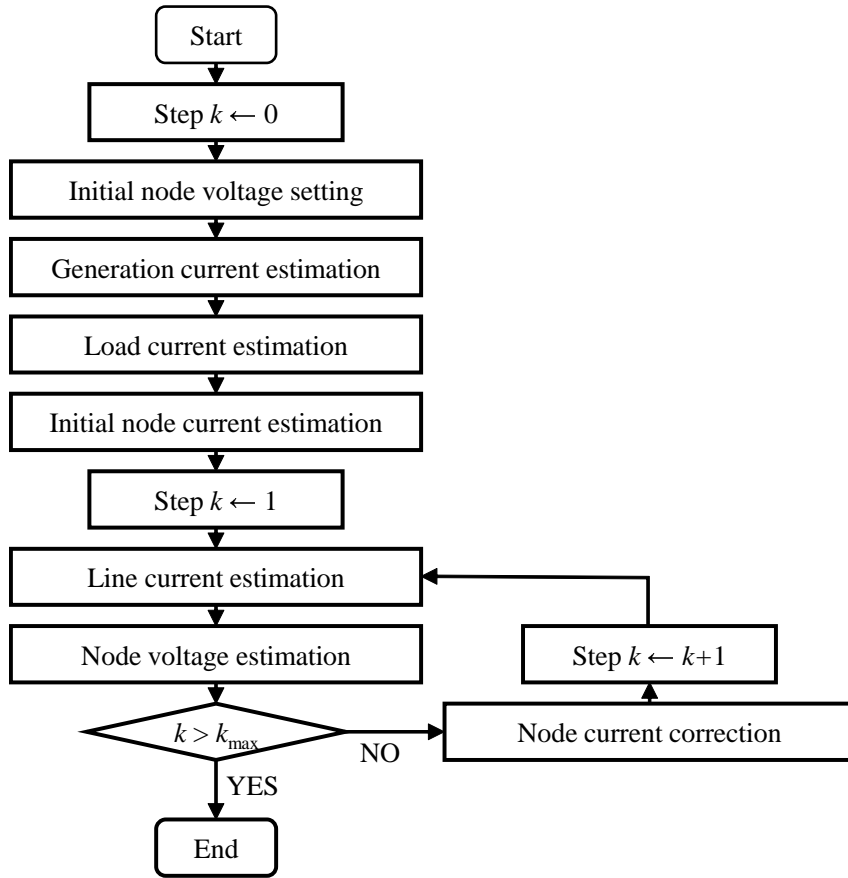


Figure 2.3 Voltage estimation calculation flow

る。本手順において、ベクトルの位相の基準を LBS 設置箇所における電圧ベクトル  $V_{LBS}(= V_{LBS} \exp(j0))$  とし、反復計算における各ステップを表す記号として、上付き添え字 ( $k$ ) をつけて表す。

**A. 初期設定: ステップ 0(=k)**

- 1) ノード  $m$  における電圧  $V_m^{(k)} (= V_m^{(k)} \exp(j\phi_m^{(k)}))$   
 ノード  $m$  における電圧  $V_m^{(k)} (= V_m^{(k)} \exp(j\phi_m^{(k)}))$  の大きさ  $V_m^{(k)}$  および位相  $\phi_m^{(k)}$  をそれぞれ  $V_{LBS}$  および 0 と一時的に設定する。
- 2) ノード電流  $I_m^{(k)}$ .
  - a) ノード  $m$  に接続された DG における発電電流  $I_{G,m} (= I_{G,m} \exp(j\theta_{G,m}))$ :

DG  $m$  の有効電力  $P_{G,m}$  および無効電力  $Q_{G,m}$  は SM にて計測される。ここで、ノード電圧の大きさ  $V_m^{(k)}$  を  $V_{LBS}$  に初期設定していることに留意し、 $I_{G,m}$  の大きさ  $I_{G,m}$  を

$$I_{G,m} = \frac{\sqrt{P_{G,m}^2 + Q_{G,m}^2}}{V_{LBS}} \quad (2.1)$$

と計算する。さらに、ノード電圧の位相  $\phi_m^{(k)}$  を 0 に初期設定しているため、 $I_{G,m}$  の位相  $\theta_{G,m}$  は発電設備の力率に一致することに留意し、

$$\theta_{G,m} = \sin^{-1} \left( \frac{Q_{G,m}}{\sqrt{P_{G,m}^2 + Q_{G,m}^2}} \right) \quad (2.2)$$

と計算する。

b) LBS 通過電流ベクトル  $I_{LBS}(= I_{LBS} \exp(j\theta_{LBS}))$ :

$I_{LBS}$  は LBS に設置されたセンサによって測定されているので、この値を用いる。一方、 $\theta_{LBS}$  に関しては、以下に記すように設定する。まず、負荷に接続されたスマートメータによる測定値  $P_{L,m}$  から各ノードに接続された負荷の消費電力の総和を求め、次に発電設備の発電電力  $P_{G,m}$  の総和を差し引き、この値を  $P_{tot}$  とする。すなわち、

$$P_{tot} = \sum_{m=1}^{\ell} (P_{L,m} - P_{G,m}) \quad (2.3)$$

と求める。同様に、各スマートメータによる計測値  $Q_{L,m}$  および  $Q_{G,m}$  とから、無効電力の総和  $Q_{tot}$  を

$$Q_{tot} = \sum_{m=1}^{\ell} (Q_{L,m} - Q_{G,m}) \quad (2.4)$$

に基づいて求める。さらに、 $P_{tot}$  および  $Q_{tot}$  から、LBS 通過電流ベクトルの位相  $\theta_{LBS}$  を

$$\theta_{LBS} = \sin^{-1} \left( \frac{Q_{tot}}{\sqrt{P_{tot}^2 + Q_{tot}^2}} \right) \quad (2.5)$$

と設定する。また、LBS 通過電流ベクトルの大きさ  $I_{LBS}$  については、LBS にて計測された電流値をそのまま用いる。

c) 実負荷電流ベクトル  $\mathbf{I}_{L,m}(= I_{L,m} \exp(j\theta_{L,m}))$ :

2)-a) で求めた  $\mathbf{I}_{G,m}$  と, 2)-b) で求めた  $\mathbf{I}_{LBS}$  との総和を

$$\mathbf{I}_{G,tot} \triangleq \sum_{m=1}^{\ell} \mathbf{I}_{G,m} + \mathbf{I}_{LBS} \quad (2.6)$$

と定義する。

式(2.6)から求められる電流  $\mathbf{I}_{G,tot}$  は, 各ノード  $m$  ( $m = 1, 2, \dots, \ell$ ) に接続された負荷  $m$  に分散して,  $\mathbf{I}_{L,m}$  として流入する。本研究では,  $\mathbf{I}_{L,m}$  の大きさ  $I_{L,m}$  について, スマートメータで測定された負荷  $m$  での有効電力  $P_{L,m}$  および無効電力  $Q_{L,m}$  から, 負荷の皮相電力  $S_{L,m}$  が

$$S_{L,m} = \sqrt{P_{L,m}^2 + Q_{L,m}^2} \quad (2.7)$$

として求められること, また, 負荷の皮相電力の総和  $S_{L,tot}$  は,

$$S_{L,tot} = \sum_{m=1}^{\ell} S_{L,m} = \sum_{m=1}^{\ell} \sqrt{P_{L,m}^2 + Q_{L,m}^2} \quad (2.8)$$

であることを鑑みて, 式(2.6)で求めた  $\mathbf{I}_{G,tot}$  の大きさ  $I_{G,tot}$  を負荷の皮相電力  $S_{L,m}$  に応じて案分することとする。すなわち, 各負荷  $m$  での負荷電流ベクトルの大きさ  $I_{L,m}$  を

$$I_{L,m} = \frac{S_{L,m}}{S_{L,tot}} I_{G,tot} \quad (2.9)$$

で得ることとする。

ノード負荷電流ベクトル  $\mathbf{I}_{L,m}$  の位相  $\theta_{L,m}$  については, ノード電圧の位相  $\phi_m^{(k)}$  を 0 に初期設定していることに留意し, 各負荷設備に設置されたスマートメータにて計測される有効電力  $P_{L,m}$  および  $Q_{L,m}$  をもとに,

$$\theta_{L,m} = \sin^{-1} \left( \frac{Q_{L,m}}{\sqrt{P_{L,m}^2 + Q_{L,m}^2}} \right) = \sin^{-1} \left( \frac{Q_{L,m}}{S_{L,m}} \right) \quad (2.10)$$

で計算する。

式(2.9)および(2.10)から, 各ノード負荷電流ベクトル  $\mathbf{I}_{L,m}$  を次式のとおり設定する。

$$\mathbf{I}_{L,m} = I_{L,m} \exp(j\theta_{L,m}). \quad (2.11)$$

d) ノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k)}$ :

式(2.1)と(2.2)で計算した  $\mathbf{I}_{G,m}$  および式(2.11)で設定した  $\mathbf{I}_{L,m}$  を用いて、ノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  の初期値を

$$\mathbf{I}_m^{(k)} = \mathbf{I}_{L,m} - \mathbf{I}_{G,m} \quad (2.12)$$

から求め、式(2.12)から  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  の大きさ  $I_m^{(k)}$  を位相  $\theta_m^{(k)}$  が得る。ただし、このようにして求めたノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  は、ノード電圧位相  $\phi_m^{(k)}$  を0として得た値であること、すなわち、

$$\mathbf{I}_m^{(k)} = I_m^{(k)} \exp[j(\theta_m^{(k)} + \phi_m^{(k)})] = I_m^{(k)} \exp(j\theta_m^{(k)}) \quad (2.13)$$

であることに留意する。

以上のように、提案手法では、負荷電流  $\mathbf{I}_{L,m}$  と実発電電流  $\mathbf{I}_{G,m}$  を別々に求めてから、それらに基づいてノード電流  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  を推定する。

#### B. 補正計算: ステップ $k(=1, 2, 3, \dots)$

ステップ  $k-1$  ( $k=1, 2, 3, \dots$ ) で得られた各電圧および各電流から、ステップ  $k$  では、以下に述べるように、線路電流  $\mathbf{I}_{m-1,m}^{(k)}$  を求め、次いで、ノード電圧  $\mathbf{V}_m^{(k)}$  およびノード電流  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  に補正を施す。

1) 線路電流ベクトル  $\mathbf{I}_{m-1,m}^{(k)}$ :

ステップ  $k-1$  で得たノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k-1)}$  から、ノード間に流れる線路電流ベクトル  $\mathbf{I}_{m-1,m}$  ( $m=2, \dots, \ell$ ) を

$$\mathbf{I}_{m-1,m}^{(k)} = \sum_{n=m}^{\ell} \mathbf{I}_n^{(k-1)} \quad (2.14)$$

によって得る。

2) ノード電圧  $\mathbf{V}_m^{(k)} (= V_m^{(k)} \exp(j\phi_m^{(k)}))$  の補正:

ステップ0において、ノード電圧は一時的に  $V_m^{(0)} = V_{LBS}$  および  $\phi_m^{(0)} = 0$  と初期設定していた。上で得られた線路電流ベクトル  $\mathbf{I}_{m-1,m}$  と線路インピーダンス  $\mathbf{Z}_{m-1,m}$  を用いて、ステップ  $k$  で  $\mathbf{V}_m^{(k)}$  を

$$\mathbf{V}_m^{(k)} = V_{LBS} \quad (m=1) \quad (2.15)$$



および

$$\mathbf{V}_m^{(k)} = \mathbf{V}_1^{(k)} - \sum_{n=2}^m \mathbf{Z}_{n-1,n} \mathbf{I}_{n-1,n}^{(k)} \quad (m = 2, \dots, \ell) \quad (2.16)$$

として、計算しなおし、補正する。式(2.16)より得られた  $\mathbf{V}_m^{(k)} (= V_m^{(k)} \exp(j\phi_m^{(k)}))$  に基づき、 $\mathbf{V}_m^{(k)}$  の大きさ  $V_m^{(k)}$  および位相  $\phi_m^{(k)}$  をそれぞれ

$$V_m^{(k)} = |\mathbf{V}_m^{(k)}| \quad (2.17)$$

および

$$\phi_m^{(k)} = \arg(\mathbf{V}_m^{(k)}) \quad (2.18)$$

として求める。

- 3) ノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  の補正:

提案手法においては、 $\mathbf{I}_m^{(k)}$  を

$$\mathbf{I}_m^{(k)} = \mathbf{I}_m^{(0)} \exp(j\phi_m^{(k)}) = \mathbf{I}_m^{(0)} \exp[j(\theta_m^{(0)} + \phi_m^{(k)})] \quad (2.19)$$

のとおり補正する。すなわち、電流  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  の大きさ  $|\mathbf{I}_m^{(k)}|$  については式(2.13)から得られる初期値  $\mathbf{I}_m^{(0)}$  のままとし、電流  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  の位相  $\phi_m^{(k)}$  については式(2.18)より求める。これが提案手法の重要な特徴のひとつであり、センサ付開閉器の電流計測値の案分計算により、電流の大きさは初期設定断面で精度よく推定できていると考え、補正計算を位相のみに絞ることで、計算量の抑制および計算の収束性の向上を目指している。

- 4) 上記1)から3)を繰り返し、ステップ  $k$  ごとにノード電圧ベクトル  $\mathbf{V}_m^{(k)}$ 、線路電流ベクトル  $\mathbf{I}_{m-1,m}^{(k)}$  およびノード電流ベクトル  $\mathbf{I}_m^{(k)}$  を得る。

## 2.3 モデル配電系統への提案手法の適用

### 2.3.1 計算条件：スマートメータおよびセンサ付き開閉器による計測値

上で述べてきた導出方法を、Fig. 2.4 に示された配電系統に対して適用し、高圧配電線の各位置における線路電流と線間電圧を求めた。以下は、配電線、負荷および発電設備などを述べている。

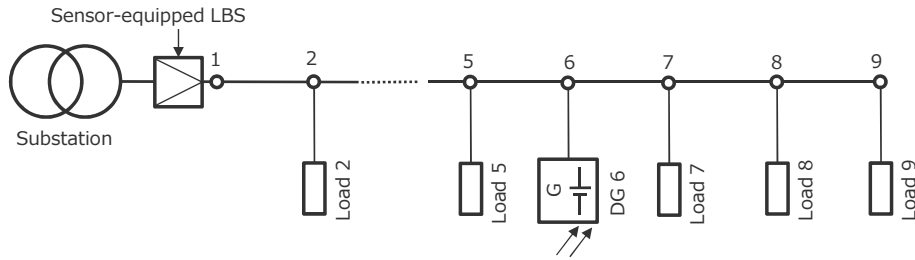


Figure 2.4 Electricity distribution system model with distributed generation (Various conditions such as loads and a distributed generation are summarized in Table 2.3).

- (1) 中部電力パワーグリッド管内の全高圧配電線のうち約 90%以上の配電線亘長は 10 km 以内であるので、逆に言えば、10 km を超える亘長は、長距離配電線であるといえる。また、長い亘長の高圧配電線では、LBS から末端にわたっての電圧変化が大きいと考えられる。そこで、Fig. 2.4 に示された高圧配電線の亘長を約 10 km に設定した。Table 2.3(a) における 2 列目には、LBS から各ノードまでの距離  $D_m$  を記している。LBS からノード 6 までの間には、 $125 \text{ mm}^2$  のケーブルがノード 6 から末端までの間には、 $60 \text{ mm}^2$  のケーブルが用いられ、その結果、高圧配電線の全インピーダンスは  $2.2+j3.8 \Omega$  である。
- (2) LBS での電圧  $V_{\text{LBS}}$ : LBS センサによる電圧  $V_{\text{LBS}}$  の計測値は、6750 V である。
- (3) 負荷: Fig. 2.4 に示されている配電系統では、負荷がノード 2 から 5 に、さらにノード 7 から 9 にわたって接続されている。本研究では、ノード  $m$  ( $m = 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9$ ) に接続された負荷の有効電力と無効電力、すなわち各  $m$  に対するスマートメータによる計測値  $P_{L,m}$  と  $Q_{L,m}$  を Table 2.3(a) に記すように設定した。
- (4) 発電設備: 本研究では、ノード 6 に連系された発電設備が以下の 5 条件にて有効電力を進相運転力率 0.93 で発電しているとした。(i) 3.56 MW, (ii) 3.00 MW, (iii) 2.00 MW, (iv) 1.00 MW および (v) 0.00 MW. したがって、この発電設備に接続されたスマートメータは、上記条件 (i) から (v) において、有効電力  $P_{G,m}$  および無効電力  $Q_{G,m}$  として、それぞれ
  - (i)  $P_{G,m}=3.56 \text{ MW}$ ,  $Q_{G,m}=1.41 \text{ MVar}$ ,

Table 2.3 Data measured with LBS and SMs.

(a) Power measured with SM

( $D_m$ : Distance from LBS,

$P_{L,m}$  and  $Q_{L,m}$ : active power and reactive power of load connected to node  $m$ , respectively,

$P_{G,m}$  and  $Q_{G,m}$ : active power and reactive power of DG connected to node  $m$ , respectively).

Node No.	Distance		Power measured with SM		
	$D_m$ [km]	$P_{L,m}$ [kW]	$Q_{L,m}$ [kVar]	$P_{G,m}$ [MW] and $Q_{G,m}$ [MVar]	
1	0	0	0	—————	
2	0.63	479	276	—————	
3	2.04	738	425	—————	
4	3.70	55	32	—————	
5	5.34	25	14	—————	
6	6.20	—	—	(i) 3.56 MW and 1.41 MVar	
		—	—	(ii) 3.00 MW and 1.18 MVar	
		—	—	(iii) 2.00 MW and 0.792 MVar	
		—	—	(iv) 1.00 MW and 0.396 MVar	
		—	—	(v) 0.00 MW and 0.00 MVar	
7	7.25	35	20	—————	
8	8.70	155	89	—————	
9	10.19	15	9	—————	

(b) Voltage  $V_{LBS}$  and current  $I_{LBS}$  measured with LBS sensor.

$V_{LBS}$ [V]	$I_{LBS}$ [A]
6750	(i) 290, (ii) 239, (iii) 161, (iv) 121, (v) 151

(ii)  $P_{G,m}=3.00$  MW,  $Q_{G,m}=1.18$  MVar,

(iii)  $P_{G,m}=2.00$  MW,  $Q_{G,m}=0.792$  MVar,

(iv)  $P_{G,m}=1.00$  MW,  $Q_{G,m}=0.396$  MVar

および

(v)  $P_{G,m}=0.00$  MW,  $Q_{G,m}=0.00$  MVar.

を計測する。

- (5) LBS を流れる電流  $I_{LBS}$ : Table 2.3 に書かれた  $P_{L,m}$  と  $Q_{L,m}$  および上述された条件 (i) (すなわち,  $P_{G,m}=3.56$  MW および  $Q_{G,m}=1.41$  MVar) から, LBS を流れる電流  $I_{LBS}$  を別の計算で求めたところ, 290 A であることがわかった。そこで, 上

記条件 (i) での  $I_{LBS}$  の計測値を 290 A に設定した。同様に, (ii), (iii), (iv) および (v) における線路電流  $I_{LBS}$  の計測値を, それぞれ 239 A, 161 A, 121 A および 151 A に設定した。

上述の条件 (i)-(v) の下, 本論文で提案する手法を用いて, 線路電流  $I_{m-1,m}^{(k)}$  およびノード電圧ベクトル  $V_m^{(k)}$  を求めた。

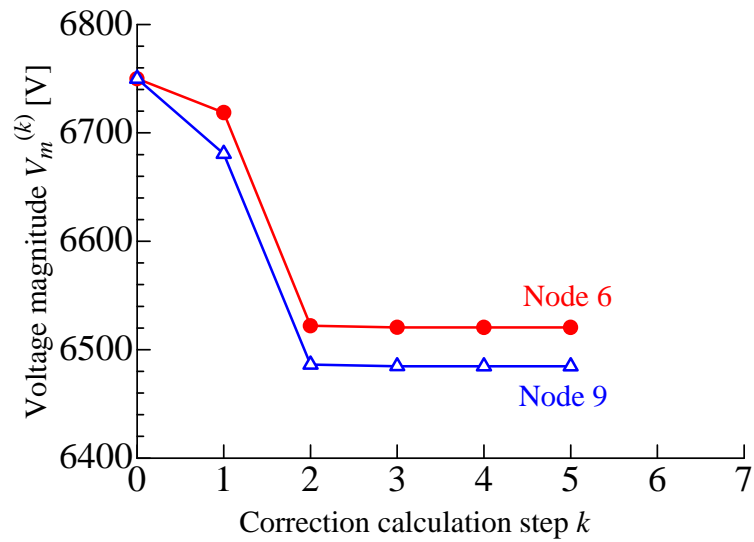
## 2.3.2 提案方法で導出された高圧配電線の電氣的状態

### 2.3.2.1 ノード電圧 $V_m^{(k)}$ および位相 $\phi_m^{(k)}$ の補正過程

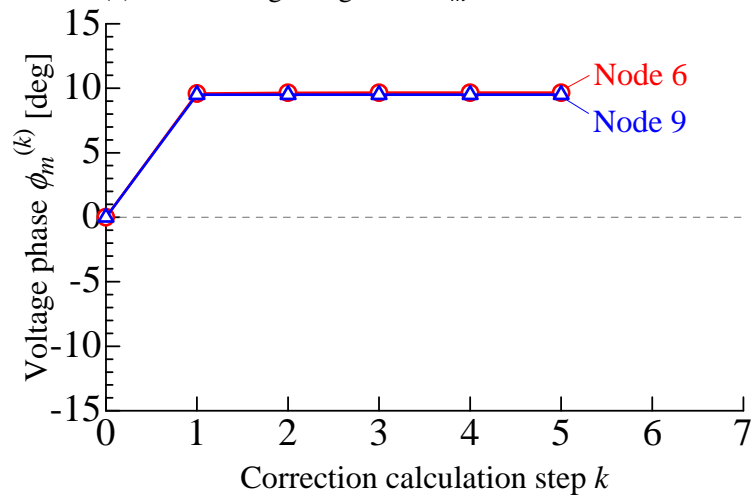
条件 (i) 下について, 補正計算ステップ  $k$  に対するノード電圧  $V_m^{(k)}$  の変化を Fig. 2.5 に示している。同図 (a) では, 代表例として, 発電設備の連系点であるノード 6 と末端点であるノード 9 での  $V_m^{(k)}$  を示している。ノード 6 での  $V_6^{(k)}$  は, 初期値 6750 V から, 補正計算の実施によって補正され, ステップ  $k=2$  で, 6522 V に補正されている。その後のステップ  $k=3$  以降での  $V_6^{(k)}$  は, ほぼ  $V_6^{(2)}$  に等しく, 補正量は微小である。したがって,  $V_6^{(k)}$  は, わずか 2 回の補正計算で, ほぼ一定の値に収束するといえる。同図 (a) は, さらに, ノード 9 での電圧  $V_9^{(k)}$  も, 2 回の補正計算で 6486 V に補正され, その後の補正量は微小であることを示している。Fig. 2.5(b) は, 対応する電圧位相  $\phi_6^{(k)}$  および  $\phi_9^{(k)}$  の補正プロセスを示している。位相  $\phi_6^{(k)}$  および  $\phi_9^{(k)}$  はステップ 1 で 9.65 deg および 9.49 deg に補正され, その後のステップでの補正量は微小であることがわかる。

同様な考察から, 条件 (i) での他のノードにおいても, また, 他条件 (ii)-(v) においても, ノード電圧  $V_m^{(k)}$  の補正量はステップ  $k=3$  以降は微小であり, 位相  $\phi_m^{(k)}$  の補正量もステップ  $k=3$  以降は微小であることが示された。ここで述べたように  $V_m^{(k)}$  が少ない補正回数で収束する理由は, ノード電流ベクトル  $I_m^{(k)}$  の補正を, 式 (2.19) で書いたように, 大きさ  $I_m^{(k)}$  を補正せず, その位相をノード電圧位相  $\phi_m^{(k)}$  に応じて補正しているからであると考えている。

以上の結果を踏まえ, 本研究で考案した方法は, わずか 2 回程度での補正によって最終解を得られると判断でき,  $k=2$  でのノード電圧ベクトル  $V_m^{(k)}$  を最終的な導出値として採用する。



(a) Node voltage magnitude  $V_m^{(k)}$  at node 6 and 9



(b) Node voltage phase  $\phi_m^{(k)}$  at node 6 and 9

Figure 2.5 Example of correction process of node voltage magnitude and phase (active power  $P_{G,m}$ : 3.56 MW, reactive power  $Q_{G,m}$ : 1.41 MVar).

## 2.3.2.2 高圧配電線の電氣的状態

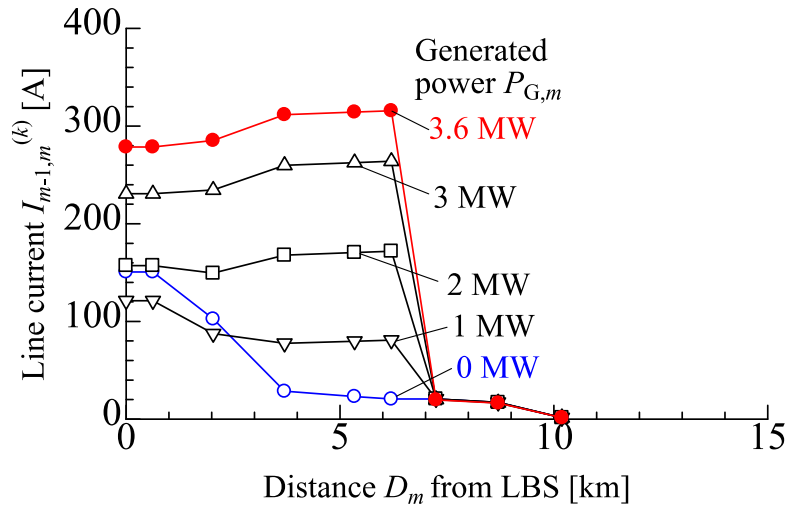
Fig. 2.6(a) は、LBS からの距離  $D_m$  に対して、本提案方法で導出された  $I_{m-1,m}^{(k)}$  の大きさを示し、Fig. 2.6(b) は、 $V_{m-1}^{(k)}$  に対する  $I_{m-1,m}^{(k)}$  の位相差  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  を示している。なお、ステップ回数  $k=2$  として得た値を示している。位相差  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  は次式から得られる。

$$\begin{aligned}\theta_{m-1,m}^{(k)} &= \arg(I_{m-1,m}^{(k)}) - \arg(V_{m-1}^{(k)}) \\ &= \frac{\text{Im}(I_{m-1,m}^{(k)})}{|\text{Im}(I_{m-1,m}^{(k)})|} \cos^{-1} \left( \frac{\text{Re}(I_{m-1,m}^{(k)})}{|I_{m-1,m}^{(k)}|} \right) - \phi_{m-1}^{(k)}.\end{aligned}\quad (2.20)$$

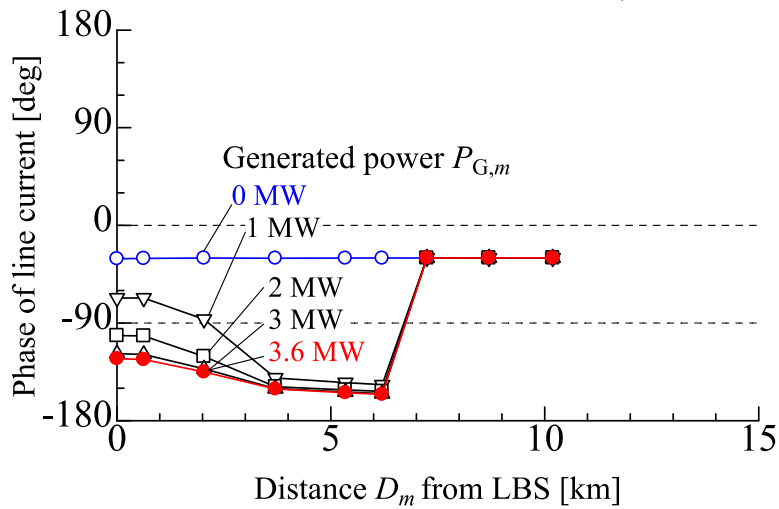
上式に基づいて得られた  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  が  $0 \sim -90 \text{ deg}$  であれば、 $I_{m-1,m}^{(k)}$  は遅れ位相で高圧配電線を順潮流していることを表しており、 $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  が  $-90 \text{ deg}$  未満であれば、 $I_{m-1,m}^{(k)}$  は進み位相で高圧配電線を逆潮流していることを表す。

Fig. 2.6(b) は、 $V_{m-1}^{(k)}$  に対する  $I_{m-1,m}^{(k)}$  の位相差  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  を LBS からの距離  $D_m$  ごとに示している。 $P_{G,m} = 0 \text{ MW}$  の場合、Fig. 2.6(b) は、 $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  は配電線にわたって  $0$  から  $-90 \text{ deg}$  の範囲であることを示しており、遅れ位相の電流が LBS から配電線末端に向かって順方向に流れていることを示す。その電流の大きさ  $I_{m-1,m}^{(k)}$  については、Fig. 2.6(a) に示されるように、LBS 地点 ( $D_m = 0$ ) で  $151 \text{ A}$  であった電流が末端に行くにつれて負荷に分配され、減少する。 $P_{G,m} = 1 \text{ MW}$  の場合、Fig. 2.6(b) より、 $0 \text{ km}$  から  $D_m \approx 2 \text{ km}$  地点までの間は遅れの順潮流であり、 $D_m \approx 2 \text{ km}$  地点から PV 連系地点までの間は逆潮流となっている。発電設備からの  $P_{G,m}$  が配電線に接続された負荷の消費電力よりも小さいため、変電所からも電力を供給していることを表している。

$P_{G,m} \geq 2 \text{ MW}$  の場合、 $0$  から  $6.20 \text{ km}$  での距離  $D_m$  における  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  は、 $-90 \text{ deg}$  未満であると求められており、 $6.20 \text{ km}$  に連系された発電設備からの電力が配電線に沿って逆潮流し、LBS を介して配電変電所の送り出し点に流入していることが示されている。Fig. 2.6(a) からわかるように、その電流の大きさ  $I_{m-1,m}^{(k)}$  は、 $P_{G,m}$  の増加につれて大きくなり、 $P_{G,m} \geq 3.6 \text{ MW}$  の場合、発電設備の連系点である距離  $D_m = 6.20 \text{ km}$  の地点から  $320 \text{ A}$  が逆潮流し、そのうち  $279 \text{ A}$  もの電流が LBS を通じて送り出し点に流入している。



(a) Magnitude of line current vector  $I_{m-1,m}^{(k)}$ .



(b) Phase difference  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  of line current vector  $I_{m-1,m}^{(k)}$  to node voltage vector  $V_{m-1}^{(k)}$ .

Figure 2.6 Magnitude  $I_{m-1,m}^{(k)}$  and phase difference  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$  of line current vector derived by proposed method for different powers  $P_{G,m}$  (Step  $k$  of iterative calculation: 2).

Fig. 2.7(a) は、本研究が主目的としている配電線上での電圧分布、すなわち、LBS からの距離  $D_m$  に対するノード電圧  $V_m^{(k)}$  の導出結果を示している ( $k = 2$ )。Fig. 2.7(b) は、ノード電圧ベクトル位相  $\phi_m^{(k)}$  を示している ( $k = 2$ )。  $P_{G,m} = 0$  MW の場合、  $V_m^{(k)}$  は距離  $D_m=0$  で 6750 V であるが、距離  $D_m$  の増加につれて低下することが導かれ、  $\phi_m^{(k)}$  は約  $-1$  deg であることが求められている。したがって、遅れ負荷が接続されている配電線の電圧分布の特徴を導出できていると言える。  $P_{G,m}$  の増加につれて、すなわち、発電設備からの逆潮流の進展につれて、Fig. 2.7(a) に示されているように、  $V_m^{(k)}$  は  $D_m = 0$  km を除く配電線全体にわたって低下すること、例として、  $P_{G,m} = 3.6$  MW 下での  $V_m^{(k)}$  は  $D_m \geq 3.70$  km で約 6500 V に低下することが導かれている。Fig. 2.7(b) は、位相  $\phi_m^{(k)}$  は進み位相に転じていることを示している。上述のように、本提案方法によって高圧配電線上での電氣的状態を導出することができた。

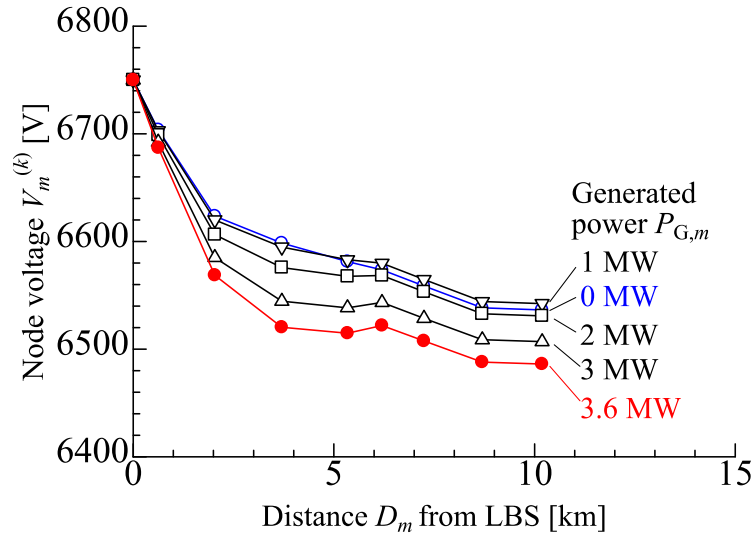
## 2.4 提案方法によって得られる線路電流ベクトル $I_{m-1,m}$ およびノード電圧ベクトル $V_m$ の検証

### 2.4.1 検証方法

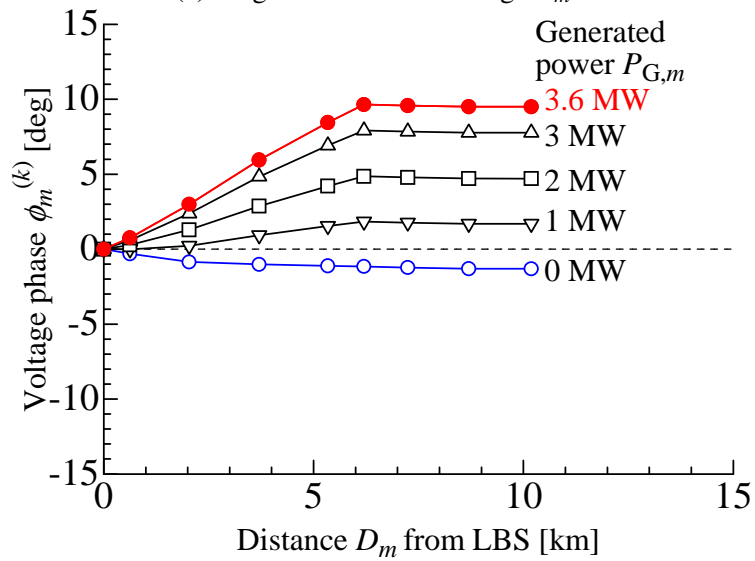
2.2.2 項で述べたように、本提案方法は、計測された  $P_{G,m}$ 、  $Q_{G,m}$ 、  $P_{L,m}$  および  $Q_{L,m}$  などから発電設備の電流ベクトル  $I_m^{(k)}$  および LBS 通過電流の位相  $\theta_{LBS}$  を初期設定し、次いで、線路電流  $I_{m-1,m}$ 、ノード電圧  $V_m$  およびノード電流  $I_m$  に補正を施す。補正ステップ数  $k$  は 2.3.2.1 で述べたように、わずか 2 回であり、言い換えれば、  $I_{m-1,m}$  および  $V_m$  などを短時間で求めることができる。

ここでは、わずか 2 回の補正で得られた値が正しい値であることを実証する。配電系統をはじめとする電力系統におけるノード電圧の導出方法として、電力潮流解析法が知られている。本解析法では、ノード電圧ベクトルおよび線路アドミタンスからなる電力方程式を連立させ、数値解法として Newton Raphson 法などによる反復計算によってノード電圧ベクトルがある値に収束するまで反復計算し、最終解を得る。本研究では、2.3.1 項で述べた系統および条件に対して、電力潮流解析法を用いて、ノード  $m-1$  から  $m$  に流れる線路電流ベクトル  $\hat{I}_{m-1,m} = \hat{I}_{m-1,m} \exp(j\hat{\theta}_{m-1,m})$  およびノード  $m$  における電圧ベクトル  $\hat{V}_m = \hat{V}_m \exp(j\hat{\phi}_m)$  を求めた。次いで、これらの値に対して、





(a) Magnitude of node voltage  $V_m^{(k)}$ .



(b) Phase of node voltage  $V_m^{(k)}$ .

Figure 2.7 Magnitude  $V_m^{(k)}$  and phase  $\phi_m^{(k)}$  of node voltage vector derived by proposed method for different powers  $P_{G,m}$  (Step  $k$  of iterative calculation: 2).

2.3.2.2 で示してきた値との違いを

$$\zeta_{\theta,m} = \theta_{m-1,m}^{(k)} - \hat{\theta}_{m-1,m}, \quad (2.21)$$

$$\varepsilon_{I,m} = \frac{I_{m-1,m}^{(k)} - \hat{I}_{m-1,m}}{\hat{I}_{m-1,m}} \times 100\%, \quad (2.22)$$

$$\zeta_{\phi,m} = \phi_m^{(k)} - \hat{\phi}_m \quad (2.23)$$

および

$$\varepsilon_{V,m} = \frac{V_m^{(k)} - \hat{V}_m}{\hat{V}_m} \times 100\% \quad (2.24)$$

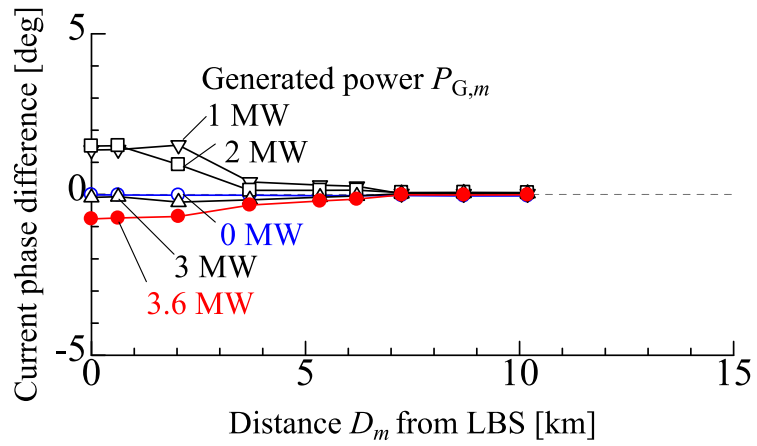
によって求めた。式(2.21), (2.22), (2.23)および(2.24)は, それぞれ, 各線路電流ベクトルの位相の相違, 各線路電流ベクトルの大きさの相対的相違, 各ノード電圧ベクトルの位相の相違およびノード電圧ベクトルの大きさの相対的相違である。

## 2.4.2 検証結果

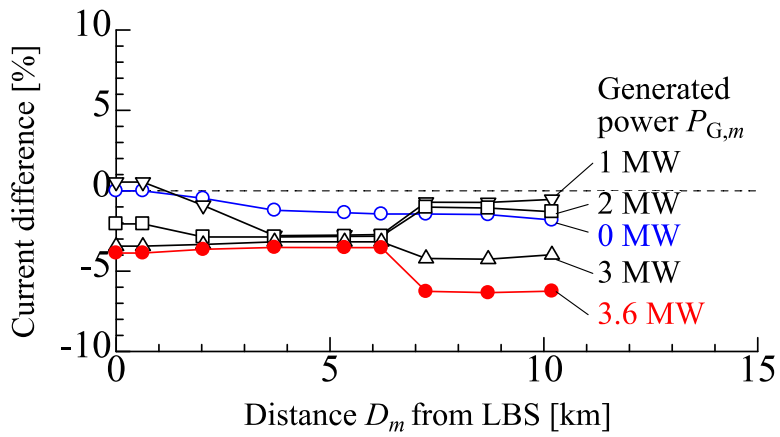
Fig. 2.8(a)は, 各 $P_{G,m}$ ごとに, 線路電流ベクトル位相の相違 $\zeta_{\theta,m}$ を示している。LBSから約3 km以上離れた地点での $\zeta_{\theta,m}$ の絶対値は, いずれの $P_{G,m}$ に対しても, 0.4 deg以下であり, 非常に小さい。1 MWあるいは2 MWの $P_{G,m}$ の場合, LBSから0~約2 kmの地点での $\zeta_{\theta,m}$ は他の $P_{G,m}$ よりも大きな値であるが, 約1.5 deg程度であり, 小さいと言える。また, 線路電流位相はLBSからの距離が近いほど, 誤差が大きくなる傾向にある。これはLBSからの距離が近いほど, 総和を取るノード電流が多くなり, 誤差が積み重なるためと考えられる。

Fig. 2.8(b)は, 各 $P_{G,m}$ について, 線路電流ベクトルの大きさの相対的相違 $\varepsilon_{I,m}$ を示している。 $P_{G,m}=3.6$  MWの場合,  $\varepsilon_{I,m}$ は, LBSからの距離 $D_m \geq 7$  kmで-6.3%であるが, Fig. 2.8(a)に示すように, これらの地点における線路電流の大きさは1.5 A程度で非常に小さいため, 後述する電圧ベクトル $V_m^{(k)}$ への影響は小さいと考えられる。

Fig. 2.9(a)は, ノード電圧ベクトル位相の相違 $\zeta_{\phi,m}$ を示している。 $P_{G,m}=0$  MWでは,  $\zeta_{\phi,m}$ は配電線全体にわたって約0.01 degであり, 微小である。 $P_{G,m}$ の増加について,  $\zeta_{\phi,m}$ の絶対値は微増するとはいうものの,  $P_{G,m}=3.6$  MW条件でも $|\zeta_{\phi,m}|$ はLBSからの距離 $D_m \geq 7$  kmで約0.4 degであり, 非常に小さい。

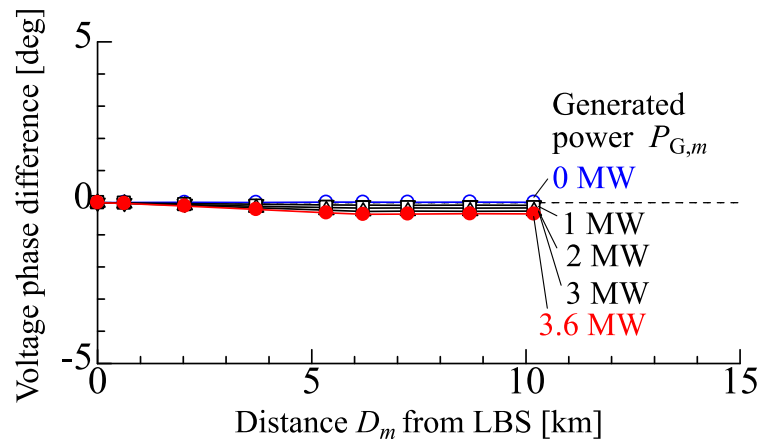


(a) Difference of line current phase,  $\zeta_{\theta,m}$ .

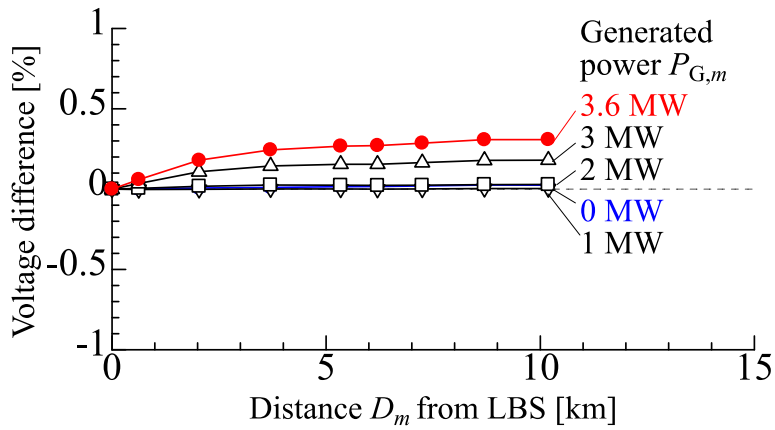


(b) Difference of line current magnitude,  $\varepsilon_{I,m}$ .

Figure 2.8 Difference of line current between proposed method and power flow analysis.



(a) Difference of node voltage phase,  $\zeta_{\phi,m}$ .



(b) Difference of node voltage magnitude,  $\varepsilon_{V,m}$ .

Figure 2.9 Difference of node voltage between proposed method and power flow analysis.

Fig. 2.9(b)は、ノード電圧の相対的相違  $\varepsilon_{V,m}$  を示している。 $P_{G,m} = 0, 1$  および  $2 \text{ MW}$  では、 $\varepsilon_{V,m}$  の絶対値は配電線全体にわたって  $10^{-2}\%$  オーダであり、微小である。 $P_{G,m} = 3$  および  $3.6 \text{ MW}$  の場合でも、 $\varepsilon_{V,m}$  はそれぞれ  $0.18\%$  および  $0.31\%$  以下であり、小さい。

### 2.4.3 考察: 提案手法の能力

以上の結果に基づいて、発電設備が連系された高圧配電線に関して、本提案手法で得られる  $I_{m-1,m}^{(k)}$ ,  $\theta_{m-1,m}^{(k)}$ ,  $V_m^{(k)}$  および  $\phi_m^{(k)}$  の値は、電力潮流計算によって得られる値とほとんど等しいといえる。実際の電圧管理・制御の運用では、電圧差は  $1\%$  以下であることが求められる。前項で述べたように、提案手法と潮流計算手法との電圧差は最大でも  $0.3\%$  程度であり、目標値である  $1\%$  よりも十分に小さく、実運用に際しては、適正電圧の制約条件に余裕を持たせることで、適切に電圧管理・制御を行うことができる。また、2.2.2 項で述べた提案手法は、発電設備が連系された高圧配電線における線間電圧および線路電流を導くことができ、その補正ステップ数  $k$  は 2.3.2.1 で述べたように、わずか  $2$  回であり、短時間で計算を完了できる。

## 2.5 電力会社の制御システムへの活用

中部電力パワーグリッド株式会社は、膨大にある配電線の電圧分布を把握し、適切に制御することを目指している。一方、中部電力パワーグリッド株式会社は、現状、スマートメータの  $30$  分間隔の測定値のうち、有効電力と無効電力のデータのみを収集しており、そのデータ容量は  $1$  日当たり数  $\text{GB}$  程度に及ぶ。スマートメータの他測定値である電圧値や電流値のデータもあわせて収集する場合、データ容量がさらに  $2$  倍程度に増加することが懸念されるが、本提案手法は現状収集している有効電力と無効電力のみで電圧分布推定が可能である。また、本提案手法は、従来の電力潮流計算に対して  $1/2$  倍程度の時間で計算できることも見出しており、膨大にある配電線の電圧分布の計算にも適している。提案手法の計算時間は、 $\text{SM}$  データを処理するのに十分な速さを有しており、翌日の電圧分布の予測に活用することができる。提案手法により、 $1,000$  万台の  $\text{SM}$  から収集した  $1$  日分のデータを処理し、約  $8700$  回線分の配電線（総亘長  $10$  万  $\text{km}$ ）の翌日の電圧分布をわずか  $2$  時間で予測することができる。上述の試みとして、中部電力パワーグリッド株式会社は電圧集中制御システムを開発し、このシステムに本研究知見が活用されている [9]。システムは、 $2021$  年  $6$  月から、一

部の配電線を対象に運用を開始し、配電線の線路電流・線間電圧分布を導き、さらに、この結果に基づいて、電圧調整器の適正な整定値を演算し、求めた整定値を現地の電圧調整器へ配信している。今後も、電圧集中制御システムによる対象配電線を拡大していく予定である。

### 2.6 あとがき

本章では、配電系統における線路電流ベクトル  $I_{m-1,m}$  や線間電圧ベクトル  $V_m$  などの電氣的状態を導出する手法を提案した。提案手法は負荷電流と発電電流を別々に計算することで電圧分布を正しく推定できる。提案手法は各ノードの電圧計算結果に応じて各ノード電流を補正し、改めて電圧を計算するという繰り返し計算を行うというステップにおいて、ノード電流の大きさは補正せず、ノード電流の位相のみを補正する。この結果、線路電流と線間電圧の分布をわずか2回の繰り返し計算で計算結果が収束し、精度よく状態を推定できることを検証した。本研究知見は、電力会社の制御システムにも活用されている。本研究では、センサ付開閉器が送り出し地点にのみ設置されている配電系統モデルについて検討したが、実際の配電系統には送り出し地点だけではなく、配電系統の中間や末端地点にも取り付けがされている場合もある。これらの複数のセンサを活用し、センサ区間毎に提案手法を適用することで精度をさらに向上できる可能性があるため、その効果について検討・評価が必要である。

## 第2章の参考文献

- [1] 電気学会, 「電気工学ハンドブック」, 電気学会, p. 1389 (2001).
- [2] 田中, 上村, 小林, 「センサー開閉器情報に基づく配電系統の電圧推定手法」, 電力中央研究所報告書, No. R04011 (2005)
- [3] 能勢, 辻, 大山, 伊藤, 阿部, 南, 石橋, 「PV/EV 大量導入時の配電系統におけるセンサ情報を活用した LRT 制御手法」, 電気学会論文誌 B, 136 巻, 4 号, pp. 390-399 (2016)
- [4] 花井, 林, 松木, 栗原, 「センサ開閉器から得られる計測情報を活用した配電系統の電圧推定・制御手法の提案と実験的検証」, 電気学会論文誌 B, 130 巻, 10 号, pp. 859-869 (2010)
- [5] A. Abdel-Majeed and M. Braun: “Low voltage system state estimation using smart meters”, 2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp. 1-6 (2012)
- [6] B. Leite and J. R. S. Mantovani: “State estimation of distribution networks through the real-time measurements of the smart meters”, 2013 IEEE Grenoble Conference, A5365JL, pp. 1-6 (2013).
- [7] 篠崎, 菅野, 宮里, 「スマートメータを活用した配電系統の高圧電圧推定手法の検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 106 (2020)
- [8] R. Akasaka, R. Hara, H. Kita, T. Tanabe, S. Sugimura: “Voltage Profile Estimation using State Estimation in a Distribution Networks”, IEEJ Transactions on Power and Energy, Vol. 141, No. 6, pp. 440-447(2021).
- [9] 中部電力パワーグリッド株式会社, 「配電系統高度化 (次世代グリッド化) の取り組み～国内初の「電圧集中制御システム」の運用開始～」, 中部電力パワーグリッド株式会社プレスリリース資料, [https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577\\_3281.html](https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577_3281.html) (Accessed on 17, November 2022)





# 3

## 配電系統における接続相の推定

### 3.1 まえがき

配電系統に接続された需要家にはスマートメータ（以下，SMと書く。）が設置されており，30分間隔で消費電力量等を計量しており，負荷電力の把握等に活用することができる。本研究では，SMの計量値とセンサ付開閉器（以下，センサと書く。）の計測値から，配電系統の電圧・電流分布等の状態を推定することを目指している。まず，第2章では，三相平衡回路における電流・電圧分布を推定する手法を提案した。本手法においてはSMにて計測される電力およびセンサにて計測される電流・電圧を用いる。これらの計測値をもとに負荷電流と発電電流を分けて計算することで，電流・電圧分布を精度よく推定できることを明らかにした。さらに，2回程度の少ない補正計算で短時間で精度よく推定できるため，膨大にある配電系統を対象としても実用時間内に計算できる。また，本手法は電力会社における電圧集中監視・制御システムの一機能として実装されており，実配電系統に対して運用中である [1]。

三相平衡回路における電流・電圧分布を推定可能な手法を確立したが，さらに，電圧の状態を精緻に把握するためには電圧不平衡状態についても加味することが重要である。電圧不平衡の要因としては，負荷の不平衡，配電線路インピーダンスの不平衡等が挙げられ，今後は，家庭用PVやEV充電装置等の单相負荷容量の増加による不平衡の拡大が懸念される [2]。しかしながら，第2章にて提案した手法では三相個別に

電流・電圧分布を推定できないため、不平衡状態の把握に活用することはできない。三相別に電流・電圧分布を精緻に推定するためには、単相負荷が接続されている相間（以下、接続相という。）を把握する必要がある。また、接続相替えにより不平衡を解消するためにも、接続相の現状態を把握する必要がある。しかしながら、電力会社においては、個々の単相負荷の接続相を管理していない場合が多い。これは配電線の捻架状況を管理していないことに起因している。他物との離隔を得る等の理由で、三相配電線は電柱間で捻架され、三相の施設位置関係が変化することが多くある。このような捻架箇所は膨大にあるため、この捻架状況を現地調査・管理し、ひいては膨大にある単相負荷の接続相を管理することは、実運用上、困難である。

そこで、本章では、負荷の不平衡により電圧の不平衡が発生している配電系統を対象として、負荷に設置された SM の測定値等を活用した負荷接続相の推定手法を提案する。これまでも SM を活用した負荷接続相推定については多く研究されており、W. Wang や S. J. Pappu は SM の計測データをもとに統計的手法を用いて接続相を推定している [3] [4]。また、SM の計測データに加え、センサの計測データをもとにした統計的手法 [5-7] や潮流計算結果をもとに誤差の少ない接続相の組み合わせを探索する手法 [8-12] が提案されている。いずれの手法を活用する場合でも、推定精度を保証するためには、SM の電圧等を長期間計測・収集する必要がある。しかし、推定対象である負荷が膨大にあることや、同一の負荷でも配電系統構成の変化に伴い、接続相が変わる可能性があることを踏まえると、実運用上、なるべく少ない計測データで、接続相を推定できることが望ましい。そこで、本研究では、必要最小限の計測データから求めた三相電圧推定値と、負荷の電圧計測値をもとにした接続相推定手法を提案する。

3.2 節では本研究で取り扱う捻架を伴う配電系統モデルを述べる。3.3 節では、1 時点の計測データのみを活用し、三相電圧推定値と接続相推定対象の負荷電圧の計測値をもとにした接続相推定手法について述べ、3.4 節にて推定精度について議論する。

### 3.2 捻架を伴う配電系統モデル

日本における一般的な配電系統において、通常、電力は配電用変電所から数 km から数十 km の三相配電線を介し、配電線上の様々な地点に接続された負荷に供給される [13]。この三相配電線は線路途上の多くの地点で捻架されており、配電用変電所の

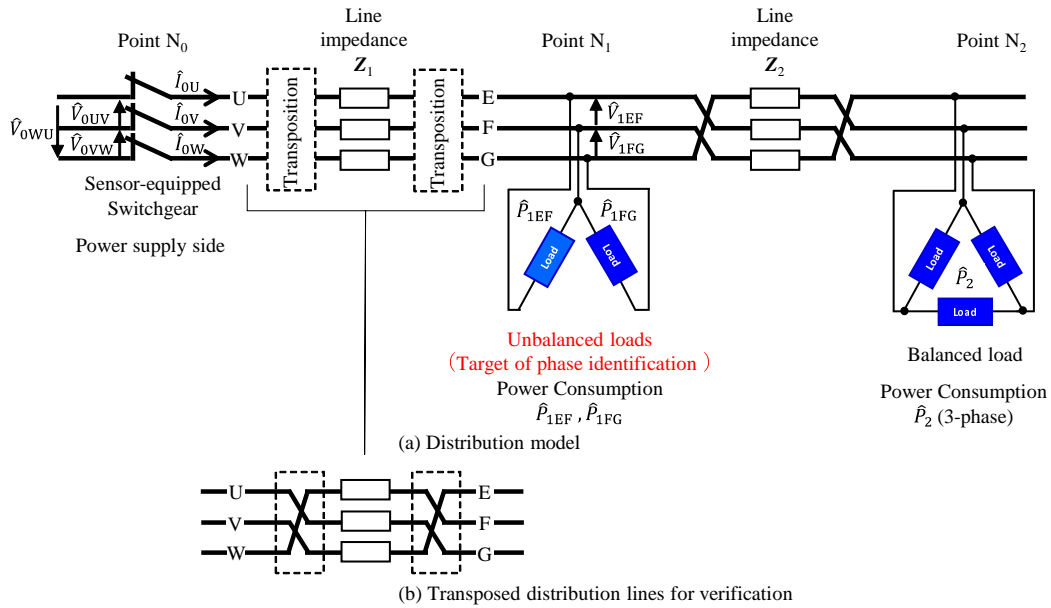


Figure 3.1 Distribution model (Distribution lines are transposed between point  $N_0$  and  $N_1$  and between  $N_1$  and  $N_2$ . Unbalanced loads are connected to point  $N_1$ . Balanced loads are connected to point  $N_2$ )

送り出し地点などの一部の地点を除き、配電線の各線がどの相電圧を供給しているかは判別できない。本章では、前述の一般的な実配電系統を簡略化し、接続相推定対象以外の負荷の縮約を図ったモデルとして、Fig. 3.1 に示すような配電系統モデルを解析対象とする。本モデルは Fig. 3.1(a) において、三相 (U, V および W 相) 配電線は配電用変電所の送り出し地点  $N_0$  から地点  $N_1$  を介して地点  $N_2$  に至って施設されており、地点  $N_0$  から地点  $N_1$  間および地点  $N_1$  から地点  $N_2$  間の線路インピーダンスは三相ともにそれぞれ  $Z_1$  および  $Z_2$  とし、簡単のため相互インピーダンスについては考慮しないものとする。ここで、地点  $N_0$  にはセンサが設置されており、

(i) 時刻  $t$  における相間 UV, VW および WU の電圧  $\hat{V}_{0UV}(t)$ ,  $\hat{V}_{0VW}(t)$  および  $\hat{V}_{0WU}(t)$  に加え、

(ii) U, V および W 相に流れる電流  $\hat{I}_{0U}(t)$ ,  $\hat{I}_{0V}(t)$  および  $\hat{I}_{0W}(t)$

を計測できる。地点  $N_0$  と地点  $N_1$  との間では、三相配電線は捻架され、地点  $N_1$  における配電線の各線のいずれが U, V あるいは W 相であるか判別できない。ここで、地

Table 3.1 Known information

Three-phase voltage measured with sensor on point $N_0$	$\hat{V}_{0UV}, \hat{V}_{0VW}, \hat{V}_{0WU}$
Three-phase current measured with sensor on point $N_0$	$\hat{I}_{0U}, \hat{I}_{0V}, \hat{I}_{0W}$
Power measured with SM on point $N_1$	$\hat{P}_{1EF}, \hat{P}_{1FG}$
Power measured with SM on point $N_2$	$\hat{P}_2$
Voltage measured with SM on point $N_1$	$\hat{V}_{1EF}, \hat{V}_{1FG}$
Line impedance	$Z_1, Z_2$

点  $N_1$  における配電線の各線を E, F および G と識別することとし, Fig. 3.1(a) の通りに記す。地点  $N_1$  の線間 EF および FG にはそれぞれ単相負荷が接続されているが, 前述の通り, 配電線の各線 E, F および G のいずれが U, V あるいは W 相であるか不明であるため, 各負荷が接続されている相間 (接続相) が UV, VW あるいは WU のいずれであるかも分からない。この線間 EF および FG に接続された負荷には, それぞれ SM が設置されており,

(iii) 各負荷の合計消費電力  $\hat{P}_{1EF}(t)$  および  $\hat{P}_{1FG}(t)$

を SM の電力量の計測値より求めることができる。また, 各 SM は電圧を計測しており, 分岐点 (単相変圧器) 直近に接続された代表的な SM から,

(iv) 線間 EF および FG の電圧  $\hat{V}_{1EF}(t)$  および  $\hat{V}_{1FG}(t)$

を得ることができる。しかし, 各 SM が UV, VW あるいは WU のいずれの相間を計測しているかは分からない。本研究では, この地点  $N_1$  に接続された負荷群 (以下, 不平衡負荷という) の接続相を推定する。地点  $N_1$  から末端地点  $N_2$  にかけても三相配電線が捻架されている。ただし, 地点  $N_2$  は負荷の縮約点であり, 簡単のため, 縮約地点  $N_2$  には平衡な三相負荷群が接続されているものとする。この負荷群にも, それぞれ SM が接続されており, 計測値を合計することで, 消費電力  $\hat{P}_2(t)$  を得る。

以降, 本論文では, Table 3.1 に示す情報が既知であり, Table 3.2 に示す情報が未知であるような状況下において, 地点  $N_1$  における不平衡負荷の接続相を推定する新たな手法について述べ, 数値シミュレーションにより接続相の推定精度を検証する。まず, 3.3 節にて, 推定に活用する計測データの計測期間を最小, すなわち 1 時点のみの計測データに絞った場合に対して, 三相電圧推定値と接続相推定対象の負荷電圧の計測値をもとにした接続相推定手法について述べ, 3.4 節にて推定精度について議論す

Table 3.2 Unknown information

Phase connection	
Three-phase voltage on point $N_1$	$V_{1UV}, V_{1VW}, V_{1WU}$
Three-phase node current on point $N_1$	$I_{1U}, I_{1V}, I_{1W}$

る。なお、検証に際しては、仮想的に作成した接続相判明済の検証用モデルを使用し、地点  $N_0$  から地点  $N_1$  に至る三相配電線の捻架状況は Fig. 3.1(b) に示す通りである。各線 E, F および G は V, W および U 相の電圧を供給するため、線間 EF および FG に接続された負荷の接続相はそれぞれ VW および WU となる。

### 3.3 接続相推定：1 時点での SM およびセンサからの計測データ利用

本節では、本研究にて新たに提案する接続相推定手法のうち、ある 1 時点  $t$  における SM およびセンサの計測値を利用した手法について述べる。

#### 3.3.1 手法

提案手法は次に示す手順で (i) 接続相推定箇所（地点  $N_1$ ）における各相間 UV, VW および WU の線間電圧  $V_{1UV}$ ,  $V_{1VW}$  および  $V_{1WU}$  を推定し、さらに、この三相線間電圧推定値のうち、(ii) 線間 EF あるいは FG に設置された SM による電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}$  および  $\hat{V}_{1FG}$  と値が近い相間を線間 EF あるいは FG に接続された負荷の接続相として推定する。

##### (i) 三相線間電圧の推定

Fig. 3.2 に接続相推定箇所（地点  $N_1$ ）における三相線間電圧推定フローを示す。一般に、負荷の接続相が分からない配電系統について、三相線間電圧分布や三相電流分布を計算することはできない。しかしながら、接続相推定箇所は、三相線間電圧および三相電流の大きさを計測しているセンサ付開閉器の設置箇所と隣接しており、各ノード・各相における電流ベクトルについて、推定精度が低くとも計算さえできれば、接続相推定箇所における三相線間電圧については精度良く推定できると考えた。そこで、本手法では、まず、センサ付開閉器の計測値をもとに三相電圧のベクトルを求める。次に、接続相不明の不平衡負荷を計算の便宜上、三相平衡であるかのように取り扱う。

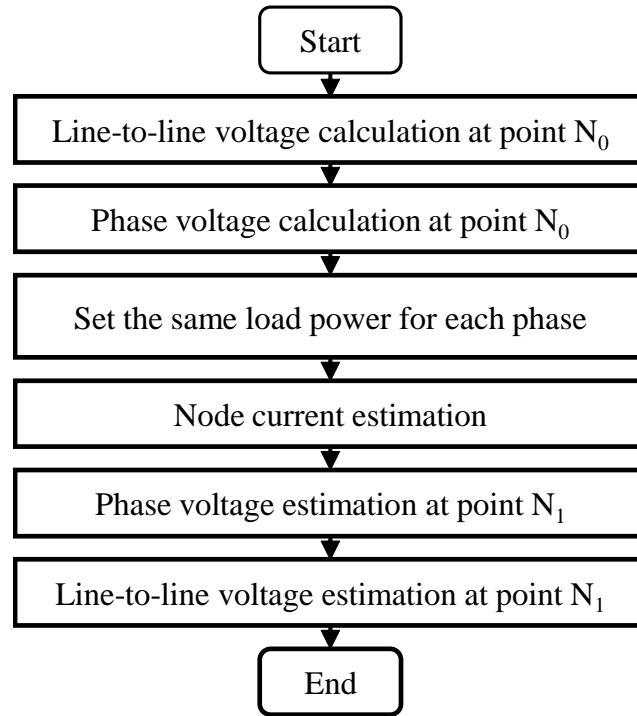


Figure 3.2 Load connected phase estimation flow

これにより、各ノード・各相ごとの負荷電力が設定され、センサで計測された三相電流を案分することで各ノード・各相におけるノード電流ベクトルの計算を可能にする。さらに、第2章で得られた知見をもとに、ノード電流ベクトルの位相を補正したうえで、インピーダンス計算することで、推定精度の高い三相電圧を得る。以下、三相線間電圧推定の具体的手順を述べる。

a) 地点  $N_0$  の三相線間電圧

センサの各相間電圧計測値  $\hat{V}_{0UV}$ ,  $\hat{V}_{0VW}$  および  $\hat{V}_{0WU}$  をもとに地点  $N_0$  における各相間電圧ベクトル  $V_{0UV}$ ,  $V_{0VW}$  および  $V_{0WU}$  を

$$V_{0UV}(t) = \hat{V}_{0UV}(t) \quad (3.1)$$

$$V_{0VW}(t) = \hat{V}_{0VW}(t)\exp(j\theta_{0VW}(t)) \quad (3.2)$$

$$V_{0WU}(t) = \hat{V}_{0WU}(t)\exp(j\theta_{0WU}(t)) \quad (3.3)$$

として設定する。ただし、式 (3.2) および式 (3.3) 中に示す  $\theta_{0VW}(t)$  および  $\theta_{0WU}(t)$

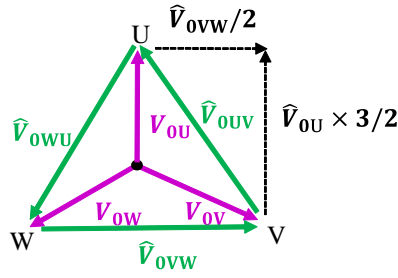


Figure 3.3 Vector diagram of line voltage and phase voltage

は、 $V_{0UV}(t)$  を基準ベクトルとしたときの  $V_{0VW}(t)$  および  $V_{0WU}(t)$  の位相をそれぞれ表しており、余弦定理をもとに

$$\begin{aligned} \theta_{0VW}(t) &= \cos^{-1} \left( \frac{\hat{V}_{0UV}^2(t) + \hat{V}_{0VW}^2(t) - \hat{V}_{0WU}^2(t)}{2\hat{V}_{0UV}(t)\hat{V}_{0VW}(t)} \right) - \pi \end{aligned} \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} \theta_{0WU}(t) &= \pi - \cos^{-1} \left( \frac{\hat{V}_{0UV}^2(t) + \hat{V}_{0WU}^2(t) - \hat{V}_{0VW}^2(t)}{2\hat{V}_{0UV}(t)\hat{V}_{0WU}(t)} \right) \end{aligned} \quad (3.5)$$

から求める。

b) 地点  $N_0$  の三相線間電圧

地点  $N_0$  における零相電圧は  $0 \text{ V}$  であると仮定し、地点  $N_0$  における線間電圧ベクトル  $V_{0UV}(t)$ 、 $V_{0VW}(t)$  および  $V_{0WU}(t)$  を Fig. 3.3 に示すベクトル図をもとにして、相電圧ベクトル  $V_{0U}(t)$ 、 $V_{0V}(t)$  および  $V_{0W}(t)$  に次式を用いて変換する。

$$V_{0U}(t) = (V_{0UV}(t) + V_{0VW}(t)/2) \times 2/3 \quad (3.6)$$

$$V_{0V}(t) = (V_{0VW}(t) + V_{0WU}(t)/2) \times 2/3 \quad (3.7)$$

$$V_{0W}(t) = (V_{0WU}(t) + V_{0UV}(t)/2) \times 2/3 \quad (3.8)$$

c) 各相負荷電流

センサの三相電流計測値  $\hat{I}_{0U}(t)$ 、 $\hat{I}_{0V}(t)$  および  $\hat{I}_{0W}(t)$  に加えて、地点  $N_1$  における合計消費電力（すなわち  $\hat{P}_{1EF}(t) + \hat{P}_{1FG}(t)$ ）および地点  $N_2$  における合計消費電力  $\hat{P}_2(t)$  の割合をもとに、各地点・各相から負荷に流れる電流  $I_{np}$  ( $n = 1, 2, p = U$ ,

V, W) を

$$I_{1p}(t) = \frac{\hat{P}_{1EF}(t) + \hat{P}_{1FG}(t)}{\hat{P}_{1EF}(t) + \hat{P}_{1FG}(t) + \hat{P}_2(t)} \cdot \hat{I}_{0p}(t) \quad (3.9)$$

$$I_{2p}(t) = \frac{\hat{P}_2(t)}{\hat{P}_{1EF}(t) + \hat{P}_{1FG}(t) + \hat{P}_2(t)} \cdot \hat{I}_{0p}(t) \quad (3.10)$$

で推定する。

d) 地点  $N_1$  の三相電圧

各相の負荷電流値  $I_{np}$  および線路インピーダンス  $Z_n$  より地点  $N_1$  における相電圧ベクトル  $V_{1p}$  ( $p = U, V, W$ ) を

$$V_{1p}(t) = V_{0p}(t) - \sum_{n=1}^2 Z_n I_{np}(t) \quad (3.11)$$

$$= V_{0p}(t) - \sum_{n=1}^2 Z_n I_{np}(t) \exp(j\phi_{np}(t)) \quad (3.12)$$

にて推定する。ただし、 $\phi_{nr}$  は電圧位相の変化を簡易的に加味した負荷電流の位相を表しており、

$$\phi_{np}(t) = \arg V'_{np}(t) \quad (3.13)$$

である。この  $V'_{np}(t)$  は一旦、各負荷電流の位相が地点  $n$  によらず  $V_{0p}(t)$  の位相  $\phi_{0p}(t)$  と一致すると仮定して求めた相電圧ベクトルを表しており、次式のとおり求める。

$$V'_{1p}(t) = V_{0p}(t) - \sum_{n=1}^2 Z_n I_{np}(t) \exp(j\phi_{0p}(t)) \quad (3.14)$$

$$V'_{2p}(t) = V_{1p}(t) - Z_2 I_{2p}(t) \exp(j\phi_{0p}(t)) \quad (3.15)$$

$$\phi_{0p}(t) = \arg V_{0p}(t) \quad (3.16)$$

e) 地点  $N_1$  の三相線間電圧

地点  $N_1$  における相電圧ベクトル  $V_{1U}(t)$ ,  $V_{1V}(t)$  および  $V_{1W}(t)$  を線間電圧ベクトル  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  に

$$V_{1UV}(t) = V_{1U}(t) - V_{1V}(t) \quad (3.17)$$

$$V_{1VW}(t) = V_{1V}(t) - V_{1W}(t) \quad (3.18)$$

$$V_{1WU}(t) = V_{1W}(t) - V_{1U}(t) \quad (3.19)$$



を用いて変換する。このようにして求めた地点  $N_1$  における線間電圧ベクトル  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  の大きさを  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  と表す。

### (ii) 三相電圧推定値と SM 電圧計測値との比較

ある時刻  $t$  において、上記プロセス (i) で求められた各線間電圧推定値  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  と負荷 EF に接続された SM の線間電圧の計測値  $\hat{V}_{1EF}(t)$  との差分の最小値  $V_{\min,EF}$  を

$$V_{\min,EF} = \min \begin{pmatrix} |V_{1UV}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|, \\ |V_{1VW}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|, \\ |V_{1WU}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)| \end{pmatrix} \quad (3.20)$$

から計算する。本提案手法においてはこの  $V_{\min,EF}$  が  $|V_{1UV}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  と一致する場合、地点  $N_1$  における線間 EF に接続された負荷の接続相は UV と判断する。また、 $V_{\min,EF}$  が  $|V_{1VW}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  と一致する場合は VW 相、 $V_{\min,EF}$  が  $|V_{1WU}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  と一致する場合は WU 相に接続されているとそれぞれ判断する。すなわち、 $|V_{1r}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  が最少となる相間  $r$  ( $r = UV, VW, WU$ ) を線間 EF に接続された負荷の接続相として推定する。同様にして、 $|V_{1s}(t) - \hat{V}_{1FG}(t)|$  が最少となる相間  $s$  ( $s = UV, VW, WU$ ) を線間 FG に接続された負荷の接続相と推定する。

### 3.3.2 接続相推定の事例検討

本項では、ある一時点の計測データ  $\hat{I}_{0U}(t)$ ,  $\hat{I}_{0V}(t)$ ,  $\hat{I}_{0W}(t)$ ,  $\hat{V}_{0UV}(t)$ ,  $\hat{V}_{0VW}(t)$ ,  $\hat{V}_{0WU}(t)$ ,  $\hat{P}_{1EF}(t)$ ,  $\hat{P}_{1FG}(t)$  および  $\hat{P}_2(t)$  を用いて接続相を正しく推定できるか、計算結果を示す。本項では、計算過程についても詳解するため、あるひとつの事例検討結果について示し、3.4 節にて、すべての負荷条件に対する接続相推定結果を示す。

#### (i) 計算条件

Fig. 3.1(a) に示す配電系統モデルにおいて、線路インピーダンス  $Z_1$  および  $Z_2$  はいずれも  $1.565 + j1.690 \Omega$  とする。また、センサおよび SM から時刻  $t = t_i (i = 1, 2, \dots, 100)$  における計測値のデータ系列が Fig. 3.4 の通り得られるとする。なお、本データ系列は実系統から得られた実測データではなく、シミュレーションのために別途作成したデータである。Fig. 3.4(a) の送り出し電圧データおよび Fig. 3.4(c) の負荷電力については人為的に作成している。さらに、捻架状況が Fig. 3.1(b) の通りとした配電系

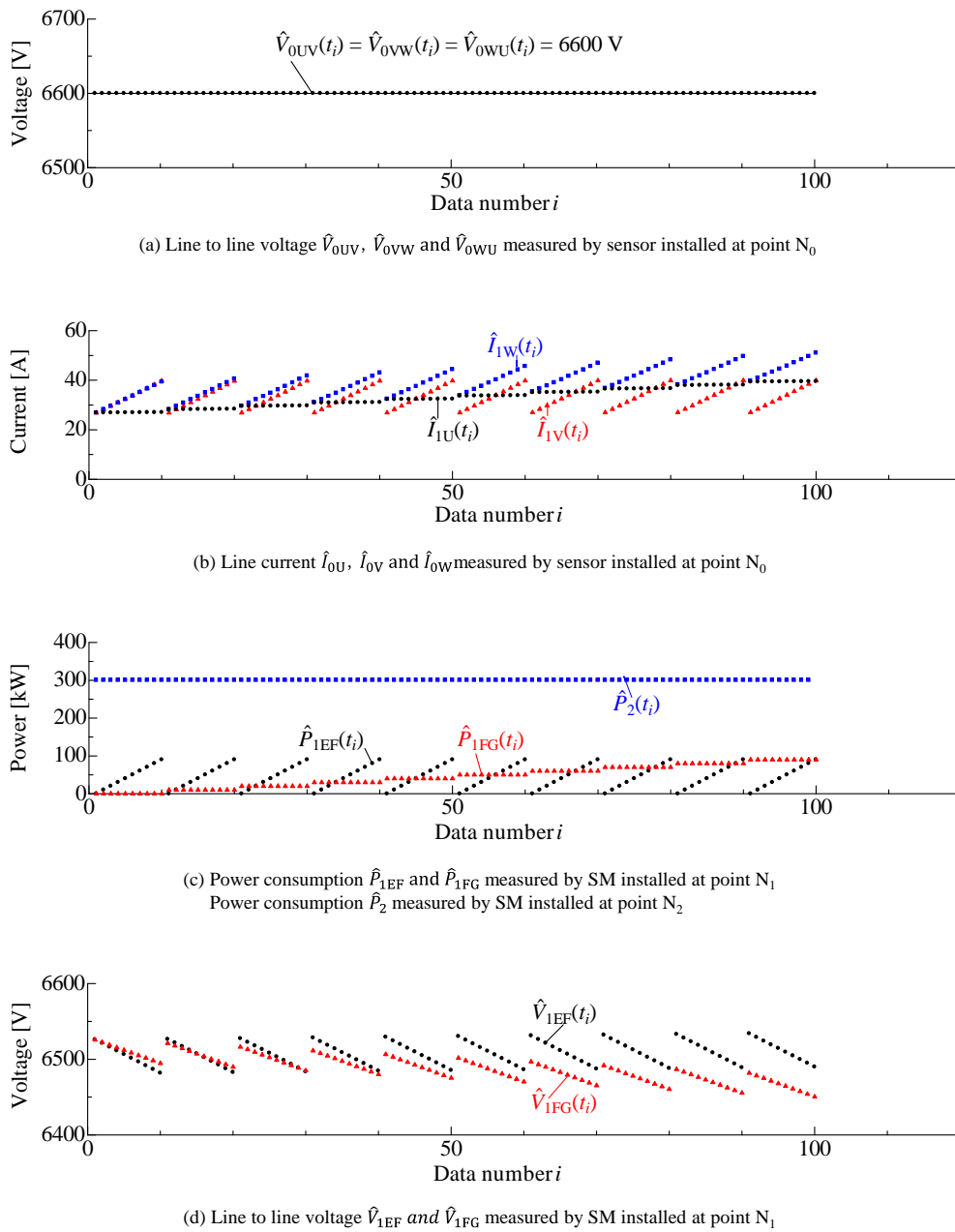


Figure 3.4 Data series of various measurements for data number  $i$  ( $i = 1, 2, \dots, 100$ )

統モデルに対して，Fig. 3.4(a) および (c) のデータをもとに潮流計算した結果の一部 (Fig. 3.2(b) 送り出し電流および (d) 負荷電圧) を既知の計測データとして疑似的に作成している。また，検証に際してはこの潮流計算結果を真値として取り扱う。従って，

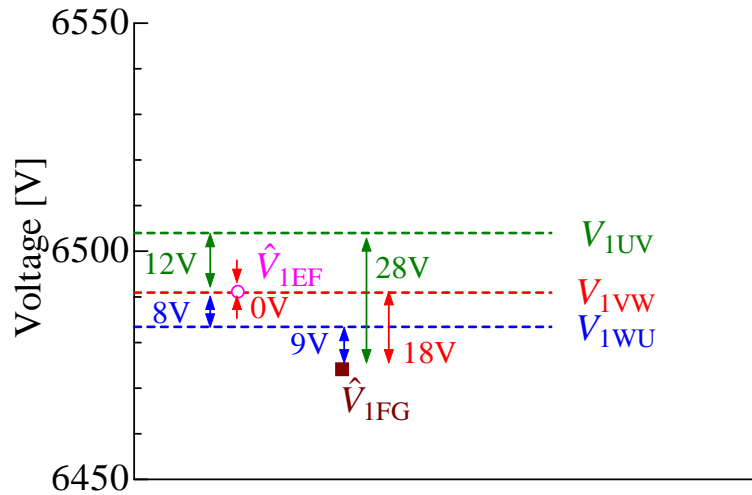


Figure 3.5 Estimated line-to-line voltage  $V_{1r}$  ( $r = UV, VW, WU$ ) and measured voltage  $\hat{V}_{1EF}$  (Data number:  $i = 59$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 80 \text{ kW}$ ,  $\hat{P}_{1FG} = 50 \text{ kW}$ )

前節で述べられた提案手法に基づいて、Fig. 3.4 に示された計測値から線間 EF および FG に接続された負荷の接続相をそれぞれ VW および WU と推定できれば、正しく接続相を推定できていると判断できる。本項では、Fig. 3.4 に示すデータ系列のうちから 1 時点のデータを用いて、提案手法を適用した結果について示す。

(ii) 三相線間電圧および接続相の推定結果

Fig. 3.4 に示すデータ系列のうち、負荷の不均衡の程度が中程度である  $i = 59$  のデータをもとに 3.3.1 項で述べた計算手法を適用した結果を以下に示す。まず、地点  $N_1$  での線間電圧  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  は、計算の結果、それぞれ 6504 V, 6491 V および 6483 V と得られ、Fig. 3.5 には、これら  $V_{1UV}(t)$ ,  $V_{1VW}(t)$  および  $V_{1WU}(t)$  を破線で示している。同図では、地点  $N_1$  上の各負荷に設置された SM による電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}(t)$  (6491 V) および  $\hat{V}_{1FG}(t)$  (6474 V) をそれぞれ○印および■印で示している。以上から、 $|V_{1UV}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)| = 8 \text{ V}$ ,  $|V_{1VW}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)| = 0 \text{ V}$  および  $|V_{1WU}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)| = 12 \text{ V}$  であるから、 $|V_{1r}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  が最少となる相  $r$  は VW 相であることがわかる。したがって、本提案手法の適用により、線間 EF に接続された負荷の接続相は VW と推定

される。これは Fig. 3.1(b) に示す捻架状況 (EF=VW) と一致し、正しく接続相推定ができていることを表している。同様に、 $|V_{1s}(t) - \hat{V}_{1FG}(t)|$  が最小となる相  $s$  は WU 相であるため、線間 FG に接続された負荷の接続相は WU と推定され、Fig. 3.1(b) に示す捻架状況 (FG=WU) と一致する推定結果が得られている。

### 3.4 様々な負荷条件に対する検証

3.3.2 項では、 $\hat{P}_{1EF} = 80 \text{ kW}$ 、 $\hat{P}_{1FG} = 50 \text{ kW}$  として、すなわち、Fig. 3.4 に示される計測データのうち、 $i = 59$  としてプロットされた計測データに対して、提案手法が地点  $N_1$  における負荷の接続相を正しく推定できることを示した。本節では、Fig. 3.4 に示すすべてのデータに対して同様に検証し、整理した結果を示す。

#### 3.4.1 異なる $\hat{P}_{1EF}$ に対する推定結果 ( $\hat{P}_{1FG} = 50 \text{ kW}$ )

本項では、Fig. 3.4 に示されるデータ系列のうち、 $i = 59$  に加えて  $i = 51, 52, \dots, 58$  および  $60$  としてプロットされている計測データそれぞれから、3.3.1 項で述べられた提案手法に基づいて、 $V_{1r}(t)$  を求め、次いで、地点  $N_1$  における負荷の接続相を判定することにした。地点  $N_1$  での負荷の消費電力については、Fig. 3.4(c) に示されているように、 $i = 51, 52, \dots, 60$  では、 $\hat{P}_{1FG}$  は  $50 \text{ kW}$  で一定であるが、 $\hat{P}_{1EF}$  は様々な値、すなわち  $0 \text{ kW}$ 、 $10 \text{ kW}$ 、 $\dots$ 、 $90 \text{ kW}$  である。Fig. 3.6 は、 $\hat{P}_{1EF}$  を横軸にとって、提案方法によって得られた  $V_{1r}(r = UV, VW, WU)$  を示している。例として、 $\hat{P}_{1EF} = 80 \text{ kW}$  ( $i = 59$ ) に対して、提案方法は  $V_{1UV}$ 、 $V_{1VW}$  および  $V_{1WU}$  として、それぞれ  $6504 \text{ V}$ 、 $6491 \text{ V}$  および  $6483 \text{ V}$  を提示している。同図では、SM による線間 EF の電圧  $\hat{V}_{1EF}$  ( $6491 \text{ V}$ ) も示している。提案方法で得られた  $V_{1r}$  は、 $\hat{V}_{1EF}$  に対してそれぞれ異なる差を有しており、またその差は  $\hat{P}_{1EF}$  に依存している。Fig. 3.6 にもとづいて、Fig. 3.7 は差分の絶対値  $|V_{1r}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  を示している。 $\hat{P}_{1EF}(t_i) \leq 30 \text{ kW}$  あるいは  $\hat{P}_{1EF}(t_i) \geq 60 \text{ kW}$  において、 $|V_{1VW}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  は  $|V_{1UV}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  および  $|V_{1WU}(t) - \hat{V}_{1EF}(t)|$  よりも小さく、線間 EF に接続された負荷の接続相を VW 相と正しく推定できることを示している。一方、 $\hat{P}_{1EF}$  が  $40 \text{ kW}$  および  $50 \text{ kW}$  の場合においては、 $|V_{1r} - \hat{V}_{1EF}|$  が最小となる相  $r$  は UV 相となっている。これは提案手法において、 $\hat{P}_{1EF}$  の値によっては接続相を誤って推定してしまう場合があることを表している。

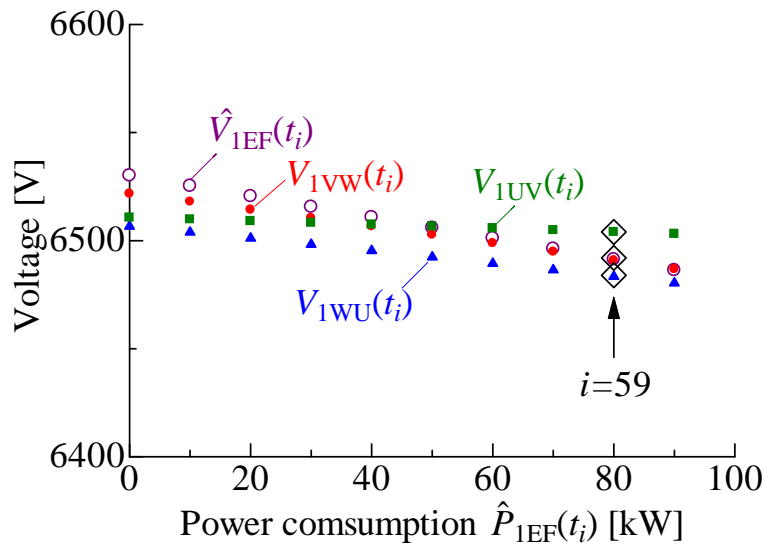


Figure 3.6 Estimated line-to-line voltage  $V_{1r}$  ( $r = UV, VW, WU$ ) and measured voltage  $\hat{V}_{1EF}$  (Data number:  $i = 51, 52, \dots, 60$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 50$  kW)

### 3.4.2 他の $\hat{P}_{1FG}$ に対する推定結果

3.4.1 項では、Fig. 3.4 に示すデータ系列のうち、 $i = 51 \sim 60$  のデータについて数値解析結果を示した。本項では  $i = 51$  から  $60$  に加えて、 $i = 1, 2, 3, \dots, 50$  および  $i = 61, 62, 63, \dots, 100$  としてプロットされている計測値データそれぞれから、3.3.1 項で述べられた提案手法に基づいて、 $V_{1r}$  ( $r = UV, VW, WU$ ) を求め、次いで地点  $N_1$  における負荷の接続相を判定する。例として、 $i = 1$  から  $10$  では、 $\hat{P}_{1FG}$  は  $0$  kW ( $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW) であり、一方、 $i = 91$  から  $100$  では、 $\hat{P}_{1FG}$  は  $90$  kW ( $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW) である。従って、様々な  $\hat{P}_{1EF}$  および  $\hat{P}_{1FG}$  に対する  $V_{1r}$  ( $r = UV, VW, WU$ ) の値、ひいては、地点  $N_1$  における線間 EF に接続された負荷の接続相を判定する。

#### (i) 三相電圧推定値 $V_{1r}$ の計算結果

負荷条件ごとに線間 EF の電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}(t)$  を上横軸、各相の電圧推定値  $V_{1r}(t)$  を右縦軸にとりプロットした結果を Fig. 3.8~Fig. 3.10 に示す。例えば、Fig. 3.8~Fig. 3.10

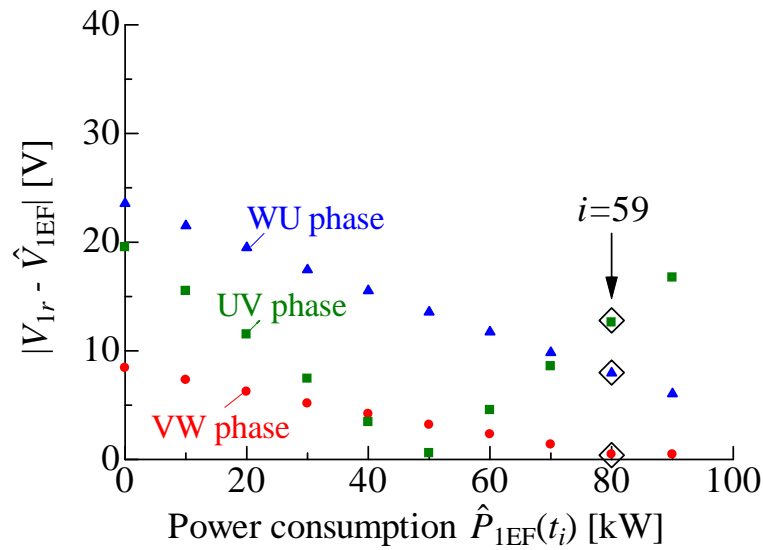


Figure 3.7 Absolute difference between estimated voltage and measured voltage  $|V_{1r} - \hat{V}_{1EF}|$  (Data number:  $i = 51, 52, \dots, 60$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 50$  kW)

においてデータ番号  $i = 59$  に対して、すなわち、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 80$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、EF の電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}(t_i)$  は 6491 V になることを示している。また、Fig. 3.8 において、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 80$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、UV の電圧推定値  $V_{1UV}(t_i)$  は 6504 V を示す。次に Fig. 3.9 において、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 80$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、VW の電圧推定値  $V_{1VW}(t_i)$  は 6491 V を示す。さらに Fig. 3.10 において、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 80$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、WU の電圧推定値  $V_{1WU}(t_i)$  は 6483 V を示す。以上より、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 80$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件においては、線間 EF の電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}(t_i)$  に最も近いのは VW の電圧推定値  $V_{1VW}(t_i)$  であることがわかる。従って、データ番号  $i = 59$  に対して、接続相は VW と正しく推定されることがわかる。

一方、Fig. 3.8～Fig. 3.10 において、データ番号  $i = 56$  に対して、すなわち、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 50$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、線間 EF の電圧計測値  $\hat{V}_{1EF}(t_i)$  は 6507 V を提示し、三相電圧推定値  $V_{1UV}(t_i)$ ,  $V_{1VW}(t_i)$  および  $V_{1WU}(t_i)$  はそれぞれ 6507 V, 6502 V

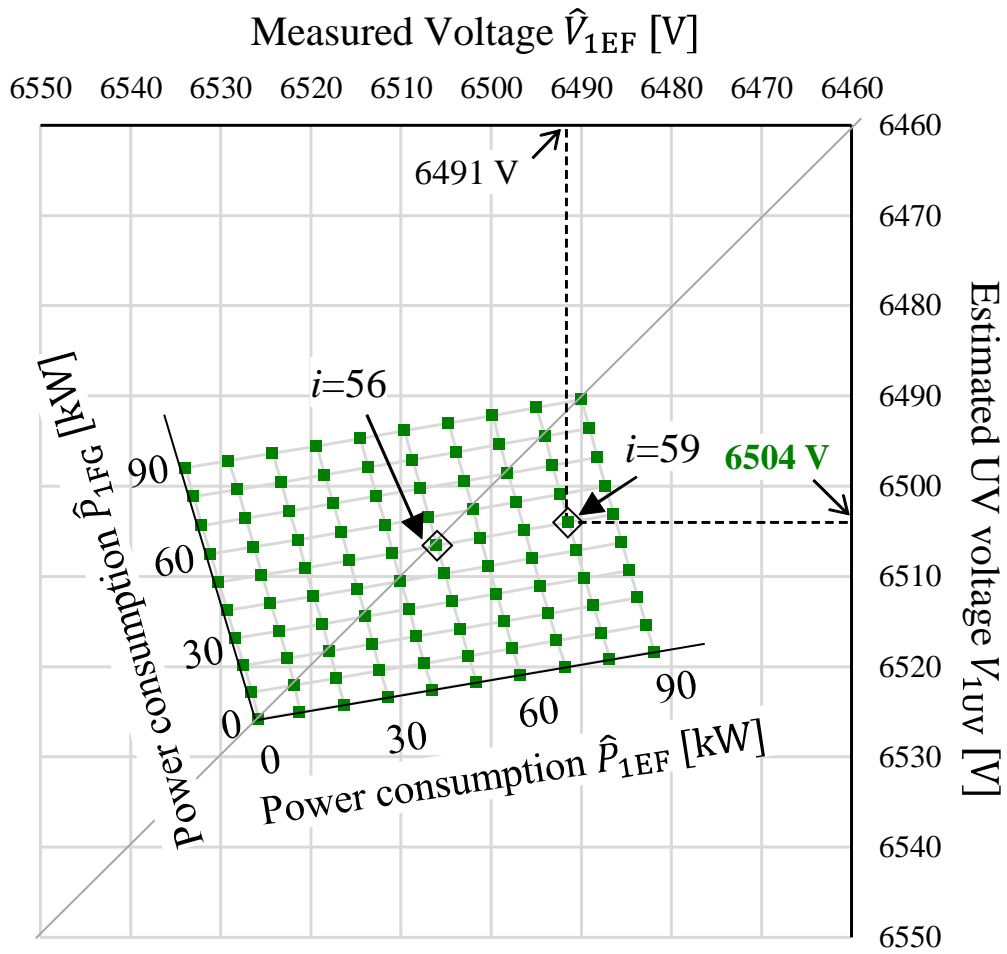


Figure 3.8 Estimated line-to-line voltage  $V_{1UV}$  and measured voltage  $\hat{V}_{1EF}$  for various power consumption  $\hat{P}_{1EF}$  and  $\hat{P}_{1FG}$  (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)

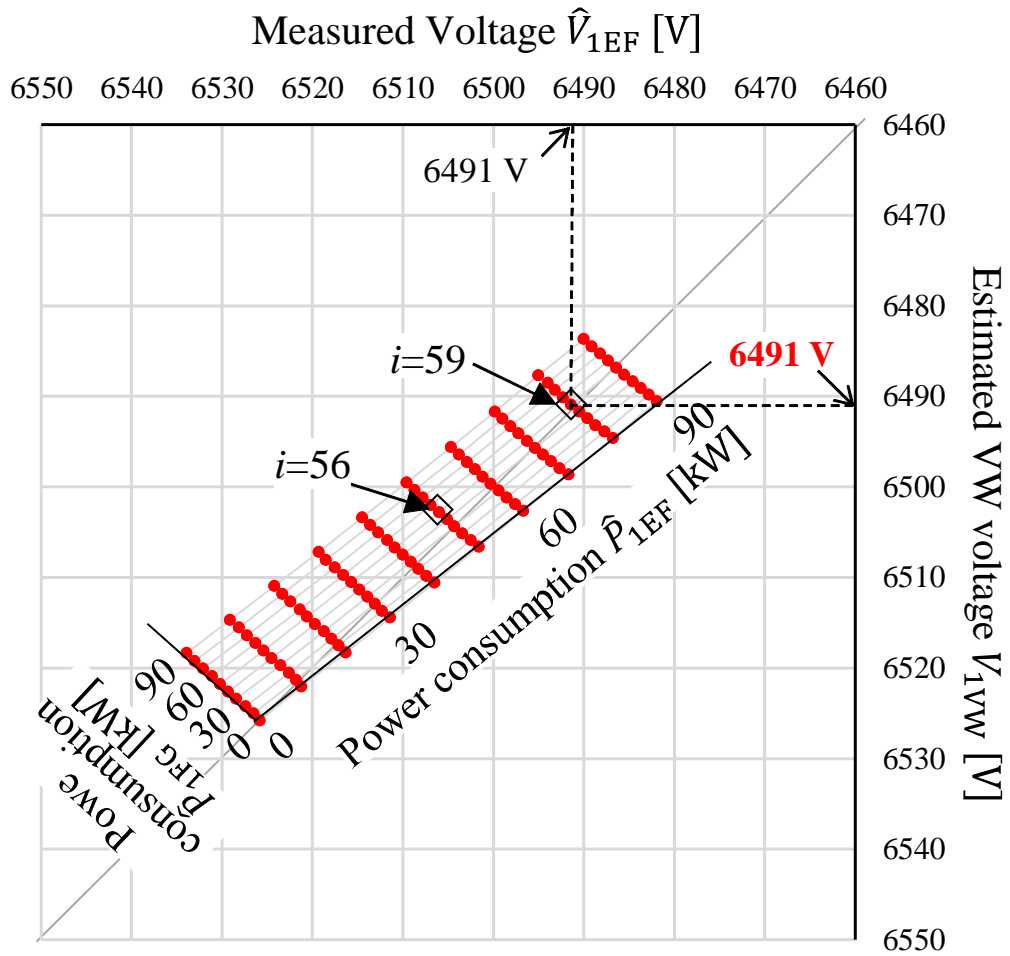


Figure 3.9 Estimated line-to-line voltage  $V_{1vw}$  and measured voltage  $\hat{V}_{1EF}$  for various power consumption  $\hat{P}_{1EF}$  and  $\hat{P}_{1FG}$  (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)



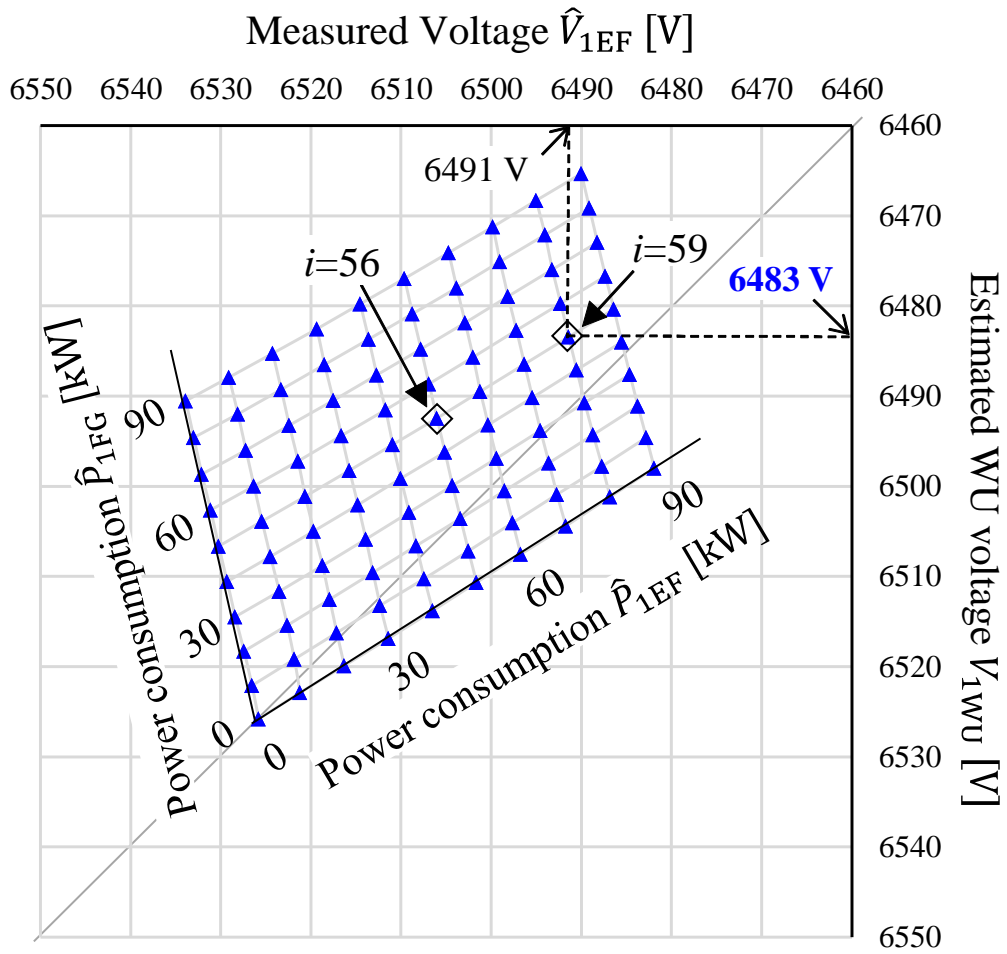


Figure 3.10 Estimated line-to-line voltage  $V_{1WU}$  and measured voltage  $\hat{V}_{1EF}$  for various power consumption  $\hat{P}_{1EF}$  and  $\hat{P}_{1FG}$  (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)

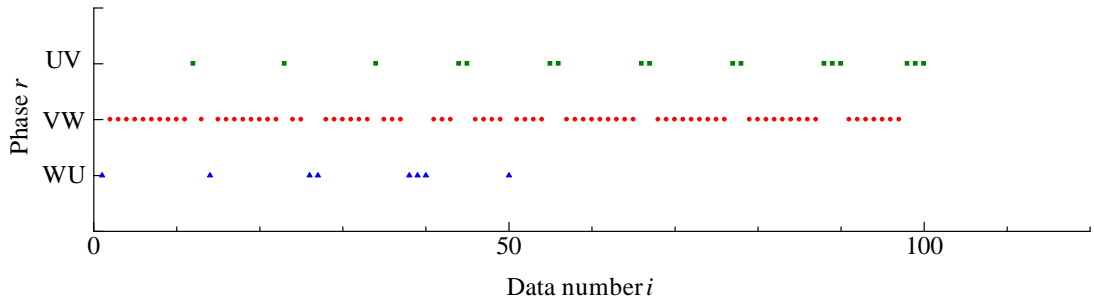


Figure 3.11 Phase connection estimation results estimated by the proposed method using measurement data at a certain time  $t_i$  (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)

および 6492 V を提示している。以上より、 $\hat{P}_{1EF}(t_i) = 50$  kW および  $\hat{P}_{1FG}(t_i) = 50$  kW の条件に対して、 $\hat{V}_{1EF}(t_i)$  に最も近いのは  $V_{1UV}(t_i)$  であり、接続相は UV と誤って推定されることがわかる。

このように、 $\hat{P}_{1EF}(t_i)$  や  $\hat{P}_{1FG}(t_i)$  の値によって、すなわち、提案手法に適用するデータによって、接続相の推定結果は異なる。また、Fig. 3.8～Fig. 3.10 には  $V_{1r}(t_i) = \hat{V}_{1EF}(t_i)$  を満たす直線も示している。この直線  $V_{1r}(t_i) = \hat{V}_{1EF}(t_i)$  とプロット群の位置関係に着目すると、Fig. 3.9 に示す VW に対するプロット群が他相のプロット群 (Fig. 3.8 および Fig. 3.10) と比較して直線  $V_{1r}(t_i) = \hat{V}_{1EF}(t_i)$  付近に集中していることがわかる。これはすなわち、 $|V_{1VW}(t_i) - \hat{V}_{1EF}(t_i)|$  の値が小さくなる傾向があり、接続相が VW と判定されやすいことを表している。

### (ii) 接続相推定結果

Fig. 3.4 に示すデータ系列ごとの接続相推定結果を Fig. 3.11 にまとめて示す。同図より多くのデータに対して接続相推定結果は VW となっているが、データ番号  $i = 1$  の場合をはじめ、いくつかのデータに対しては WU あるいは UV と推定されている。同図において、UV、VW および WU と推定されるデータの個数をそれぞれ  $N_{UV}$ 、 $N_{VW}$  およ

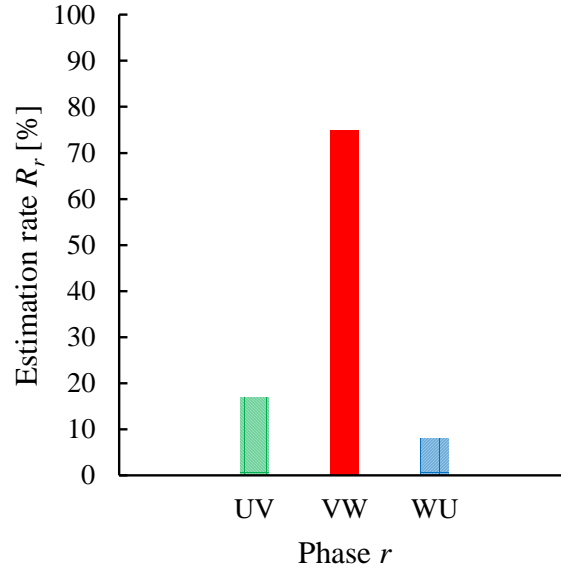


Figure 3.12 Phase connection estimation rate  $R_r$  ( $r = UV, VW, WU$ ) estimated by the proposed method using measurement data at a certain time  $t_i$  (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)

よび  $N_{WU}$  と表し、全データ数  $N_{\text{sum}}$  ( $= 100$ ) に対する推定割合  $R_r$  ( $r = UV, VW, WU$ ) を

$$R_{UV} = \frac{N_{UV}}{N_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (3.21)$$

$$R_{VW} = \frac{N_{VW}}{N_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (3.22)$$

$$R_{WU} = \frac{N_{WU}}{N_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (3.23)$$

から求める。上述の推定割合の計算結果を Fig. 3.12 に示す。これより、推定結果が UV, VW および WU となる割合はそれぞれ 17%, 75% および 8% を示し、実際の接続相である VW となる割合、すなわち推定精度は 75% であることがわかる。

配電系統全体の負荷の偏りが大きい箇所を把握するなど、配電系統の概況を判断するには実運用上、十分な精度である。ただし、不平衡の改善のために接続相を変更する場合等において、不要な接続相替えを回避するうえでは、計算量を多くとってもより高い推定精度が求められる場面もある。本節の結果を踏まえ、次章にて、推定精度向上を図った改善手法を導く。

## (iii) 電圧推定誤差の計算結果

最後に、各データパターン ( $i = 1, 2, \dots, 100$ ) に対して、三相電圧の推定値  $V_{1r}$  と真値  $\hat{V}_{1r}$  との差の割合

$$(\hat{V}_{1GE} - V_{1UV}) / \hat{V}_{1GE} \times 100\% \quad (3.24)$$

$$(\hat{V}_{1EF} - V_{1VW}) / \hat{V}_{1EF} \times 100\% \quad (3.25)$$

$$(\hat{V}_{1FG} - V_{1WU}) / \hat{V}_{1FG} \times 100\% \quad (3.26)$$

について計算した結果を Fig. 3.13 に示す。Fig. 3.13(a) は式 (3.24) の計算結果を示す。例えば、データ番号  $i = 1$  ( $\hat{P}_{1EF} = 0, \hat{P}_{1FG} = 0$ ) に対して計算結果は 0 を示しており、UV 相に対する電圧推定誤差が 0%、すなわち、真値と一致していることを示す。その他のデータ番号  $i = 2 \sim 100$  に対しても計算結果を同様に示しており、誤差は 0.5% 以内に収まっている。また、Fig. 3.13(b) および (c) に式 (3.25) および式 (3.26) の計算結果を同様に示す。Fig. 3.13 よりどのデータおよびどの相に対しても、電圧推定値が真値に対して誤差 0.5% 以内に収まっていることがわかる。これは電圧管理の運用上十分な精度であると言える。

### 3.5 あとがき

ある 1 時点のセンサ付開閉器の三相電圧・三相電流計測値および SM の電圧・電力計測値を活用した負荷の接続相推定手法を提案した。負荷設置箇所における三相電圧を推定し、SM の電圧計測値と比較することで接続相を推定する。本手法にて、三相電圧については誤差 0.5% 以内の高い精度で推定でき、75% の割合で接続相を正しく推定できることを示した。これは、配電系統全体の負荷の偏りが大きい箇所を把握するなど、配電系統の概況を判断するには実運用上、十分な精度である。ただし、スマートメータ等の計測値やインピーダンスの管理値には、実際には誤差が含まれ、この誤差が大きい場合、推定精度が悪化する可能性がある。また、不平衡の改善のために接続相を変更する場合等において、不要な接続相替えを回避するうえでは、計算量を多くとってでもより高い推定精度が求められる場面もある。本章の結果を踏まえ、次章にて、推定精度向上を図った改善手法を導く。

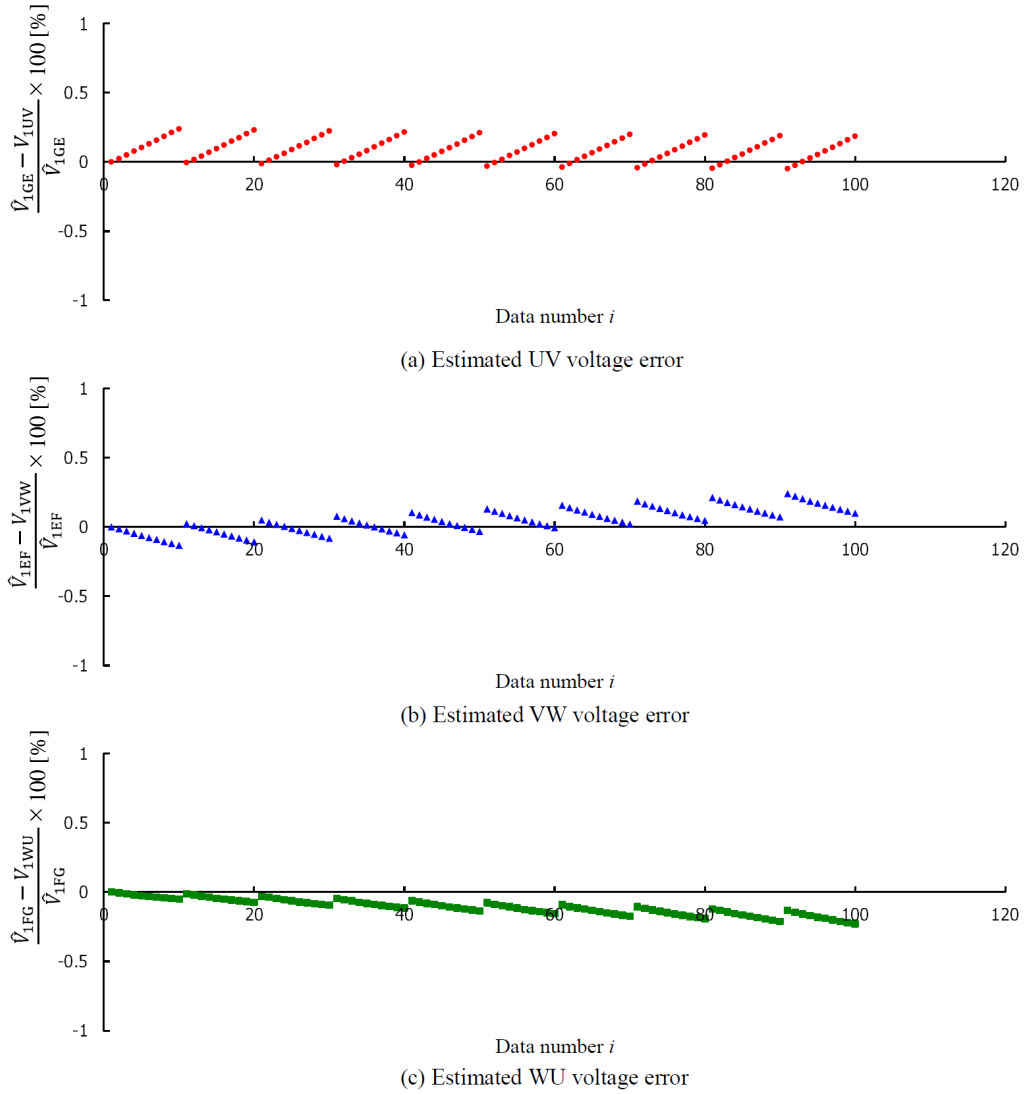


Figure 3.13 Estimated voltage error (Data number:  $i = 1, 2, \dots, 100$ , Condition of  $N_1$  location:  $\hat{P}_{1EF} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW,  $\hat{P}_{1FG} = 0, 10, 20, \dots, 90$  kW)

## 第3章の参考文献

- [1] 中部電力パワーグリッド株式会社, 「配電系統高度化 (次世代グリッド化) の取り組み～国内初の「電圧集中制御システム」の運用開始～」, 中部電力パワーグリッド株式会社プレスリリース資料, [https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577\\_3281.html](https://powergrid.chuden.co.jp/news/press/1206577_3281.html) (Accessed on 17, November 2022)
- [2] 平野, 芳澤, 林他, 「EV 大量導入に向けた柱上変圧器の接続相変さらによる配電系統の電圧不平衡率低減効果」, 令和3年電気学会全国大会講演論文集, 6-154, 2021.3
- [3] W. Wang, N. Yu, B. Foggo, J. Davis and J. Li, “Phase Identification in Electric Power Distribution Systems by Clustering of Smart Meter Data”, 2016 15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA), pp. 259-265 (2016)
- [4] S. J. Pappu, N. Bhatt, R. Pasumarthy and A. Rajeswaran, “Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5113-5122 (2018)
- [5] 寺西, 北島, 菊池, 竹林, 「スマートメータの電力データを用いたトランス接続相判定手法」, 平成26年電気学会全国大会講演論文集, 6-151 (2014)
- [6] 下山田, 北島, 柏木, 服部, 横山, 宮崎, 宮里, 「スマートメーターを活用した変圧器接続相判定技術の判定結果可視化の検討」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-139 (2021)
- [7] 菅野, 馬淵, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータ情報を用いた柱上単相変圧器の接続相判別に関する検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 121 (2020)
- [8] 河野, 林, 高野, 板屋, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータの取得情報を用いた柱上変圧器の接続相推定に関する基礎研究」, 平成28年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 169 (2016)

- [9] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定へのタブサーチの適用」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-143 (2021)
- [10] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への整数型 Population Based Incremental Learning の適用」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 109 (2021)
- [11] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への改良整数型 Population Based Incremental Learning の適用」, 電気学会研究会資料 システム/スマートファシリティ合同研究会, pp. 81-86 (2021)
- [12] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「Maximum Correntropy Criterion のカーネルサイズ変更による計測誤差及び外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定」, 電気学会研究会資料 電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, PE-22-055/PSE-22-075/SPC-22-103 (2022)
- [13] 佐藤, 飯岡, 斎藤, 佐々木, 石川, 山田, 「クラスター分析によりグルーピングした高圧配電系統の電圧降下特性に関する検討」, 電気学会電力技術・電力系統技術合同研究会資料, PE-16-065/PSE-16-085 (2016)





# 4

## 3時点データの活用による接続相推定精度の向上

### 4.1 まえがき

本研究では、スマートメータ（以下、SMと書く。）の計量値とセンサ付開閉器（以下、センサと書く。）の計測値から、配電系統の状態を推定することを目指し、まず、第2章では、三相平衡の配電系統について、地点ごとに電流・電圧分布を推定する手法を提案し、さらに、第3章にて、不平衡状態を把握するために、三相電圧および負荷の接続相を推定する手法について提案した。第3章にて提案した手法においては、計算量を抑制するために必要最低限のデータとして、ある1時点のみのセンサ付開閉器の三相電圧・三相電流計測値およびスマートメータの電圧・電力計測値を活用した。本手法による三相電圧推定誤差は0.5%以内であり十分な精度を持つ。また、接続相推定精度は75%であり、不平衡拡大箇所の特定という目的においては実用レベルの精度を持つ。

一方、不平衡が特に大きく、電圧管理上問題のある配電系統については、負荷の接続相替えにより、不平衡を解消する必要があるが生じる。すなわち、負荷が重い相から軽い相に、個々の負荷の接続相を変更する作業が必要となる。この際、不要な接続相替えを避けるためにも、接続相推定精度は90%以上あることが望ましい。第3章にて提案した手法の推定精度は75%であり、接続相替えを目的とする場合においては、精度が

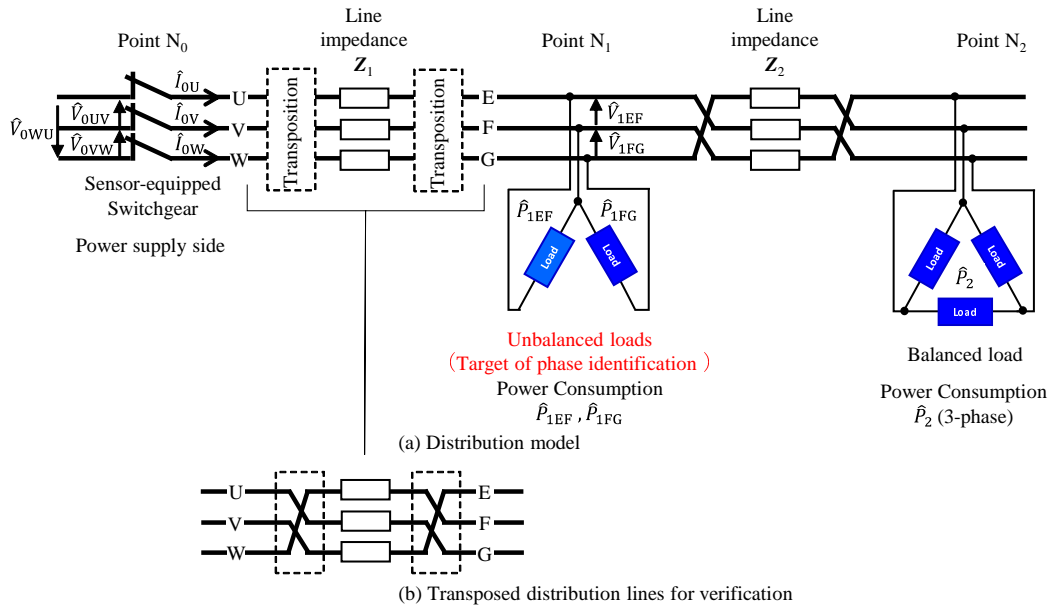


Figure 4.1 Distribution model (Distribution lines are transposed between point  $N_0$  and  $N_1$  and between  $N_1$  and  $N_2$ . Unbalanced loads are connected to point  $N_1$ . Balanced loads are connected to point  $N_2$ )

十分ではないと言える。

そこで、本章では、接続相推定精度の向上を図った改善手法を導く。本章では、Fig. 4.1に示す通り、第3章と同じ配電システムモデルを対象とし、効率的な接続相替えを実現するために必要十分な推定精度を得るために、3時点のデータを活用した手法を提案する。他の先行研究 [1-10] においては、スマートメータの30分間隔のデータを1カ月程度の期間について収集し、接続相を推定していることを踏まえると、本章にて提案する手法が必要とするデータ量は非常に小さい。また、不平衡が問題となっている配電線に限定して適用することを踏まえると、3時点程度のデータであれば、計算量の観点においても実運用上問題のないレベルであると考えられる。

4.2節では、3時点の計測データを活用し、三相電圧推定値と接続相推定対象の負荷電圧の計測値をもとにした接続相推定手法について述べ、推定精度について議論する。さらに、4.3節にて多ノードモデルへの拡張について検討する。

## 4.2 接続相推定：3時点でのSMおよびセンサからの計測データ利用

3.4.2項で示したFig. 3.8では、■印が $\hat{P}_{1EF}$ 軸に沿って等間隔にプロットされているとともに、 $\hat{P}_{1FG}$ 軸に沿っても別の等間隔でプロットされている。ここで、ある3つの負荷条件に対する■印から形成される三角形について考え、その面積を $s_{UV}$ で表す。同様にして、Fig. 3.9およびFig. 3.10においても、同一の負荷条件に対するプロットにより形成される三角形について考え、その面積をそれぞれ $s_{VW}$ および $s_{WU}$ と表す。ここで、Fig. 3.8～Fig. 3.10に基づき、各三角形の面積 $s_{UV}$ 、 $s_{VW}$ および $s_{WU}$ を比較すると、 $s_{VW}$ が $s_{UV}$ および $s_{WU}$ より小さいことがわかる。すなわち、3つの相間のうち実際の接続相であるVWに対して、三角形の面積が最小となる。また、SMの電圧計測値に一定値の測定誤差がある場合を想定しても、各プロットの相対的位置関係は変わらず、三角形の面積は変わらないため、VWに対する面積が最小となる。本節では、この性質に着目し推定精度の向上を図った接続相推定手法について導く。本手法では面積を構成するための最小要素が3プロットであること、また、接続相推定に必要な計算量を抑えることを勘案し、Fig. 3.4に示すデータ系列のうちから3時点のデータを活用し接続相を推定する。

### 4.2.1 手法

#### (i) 三相線間電圧の推定

3.3.1項で述べた手法と同様に、式(3.1)～式(3.19)を用いて地点 $N_1$ における線間電圧ベクトル $V_{1UV}(t)$ 、 $V_{1VW}(t)$ および $V_{1WU}(t)$ を異なる3時点 $t = t_i$  ( $i = i_1, i_2$  および  $i_3$ ) ごとに求める。

#### (ii) 3時点のプロットにより形成される面積の大小関係に基づく接続相の推定

異なる3時点 $t = t_i$  ( $i = i_1, i_2$  および  $i_3$ ) の電圧計測値 $\hat{V}_{1EF}(t_i)$ および電圧推定値 $V_{1r}(t_i)$  ( $r = UV, VW$  および  $WU$ ) を成分とするベクトルを次の通り定義する。

$$V_{1EF,1r,t_{i_1}} = (\hat{V}_{1EF}(t_{i_1}), V_{1r}(t_{i_1})) \quad (4.1)$$

$$V_{1EF,1r,t_{i_2}} = (\hat{V}_{1EF}(t_{i_2}), V_{1r}(t_{i_2})) \quad (4.2)$$

$$V_{1EF,1r,t_{i_3}} = (\hat{V}_{1EF}(t_{i_3}), V_{1r}(t_{i_3})) \quad (4.3)$$

この3時点のベクトルを頂点とするベクトル空間上の面積  $S_{1EF,1r}$  は次の通り表される。

$$S_{1EF,1r} = \frac{\|V_{1EF,1r,t_1-t_2} \times V_{1EF,1r,t_1-t_3}\|}{2} \quad (4.4)$$

ただし、

$$V_{1EF,1r,t_1-t_2} = V_{1EF,1r,t_1} - V_{1EF,1r,t_2} \quad (4.5)$$

$$V_{1EF,1r,t_1-t_3} = V_{1EF,1r,t_1} - V_{1EF,1r,t_3} \quad (4.6)$$

であり、

$$S_{1EF,1r} = \frac{|\hat{V}_{1EF,t_1-t_2} V_{1r,t_1-t_3} - \hat{V}_{1EF,t_1-t_3} V_{1r,t_1-t_2}|}{2} \quad (4.7)$$

$$\hat{V}_{1EF,t_1-t_2} = \hat{V}_{1EF}(t_1) - \hat{V}_{1EF}(t_2) \quad (4.8)$$

$$\hat{V}_{1EF,t_1-t_3} = \hat{V}_{1EF}(t_1) - \hat{V}_{1EF}(t_3) \quad (4.9)$$

$$V_{1r,t_1-t_2} = V_{1r}(t_1) - V_{1r}(t_2) \quad (4.10)$$

$$V_{1r,t_1-t_3} = V_{1r}(t_1) - V_{1r}(t_3) \quad (4.11)$$

と計算できる。ここで、UV、VW あるいは WU に対する面積から他の二相の面積のうちの最小値を差し引いた面積をそれぞれ  $\Delta S_{1EF,1UV}$ 、 $\Delta S_{1EF,1VW}$  および  $\Delta S_{1EF,1WU}$  と表し、次の通り定義する。

$$\Delta S_{1EF,1UV} = S_{1EF,1UV} - \min\{S_{1EF,1VW}, S_{1EF,1WU}\} \quad (4.12)$$

$$\Delta S_{1EF,1VW} = S_{1EF,1VW} - \min\{S_{1EF,1WU}, S_{1EF,1UV}\} \quad (4.13)$$

$$\Delta S_{1EF,1WU} = S_{1EF,1WU} - \min\{S_{1EF,1UV}, S_{1EF,1VW}\} \quad (4.14)$$

3.4.2 項の結果を踏まえ、 $\Delta S_{1EF,1r}$  の値が負となる  $r$ 、すなわち、面積  $S_{1EF,1r}$  の値が最小となる  $r$  を線間 EF に接続された負荷の接続相と推定する。線間 FG についても同様に推定する。

#### 4.2.2 計算条件

Fig. 3.4 に示すデータ系列 ( $i = 1, 2, 3, \dots, 100$ ) のうちから重複することなく3点のデータを選択するパターン  $n$  は Table 4.1 に示すように  $1, 2, 3, \dots, 161700 (=_{100} C_3)$  まで存在する。次項にて、これらのパターンについて、4.2.1 項にて新たに導いた提案手法により、負荷の接続相を正しく推定できるか検証する。

Table 4.1 Simulation patterns

pattern	$n$	$i_1$	$i_2$	$i_3$
	1	1	2	3
	2	1	2	4
			...	
	97	1	2	99
	98	1	2	100
	99	1	3	4
	100	1	3	5
			...	
	4849	1	98	99
	4850	1	98	100
	4851	1	99	100
	4852	2	3	4
	4853	2	3	5
			...	
	161697	97	98	99
	161698	97	98	100
	161699	97	99	100
	161700	98	99	100

### 4.2.3 計算結果

#### (i) 接続相推定事例検証結果

あるパターン ( $n = 48157$ :  $i_1 = 12$ ,  $i_2 = 13$ ,  $i_3 = 34$ ) について検証した結果を Fig. 4.2 に示す。同図には、 $(\hat{V}_{1EF}(t_i), V_{1r}(t_i))$  空間上に式 (4.1)~(4.3) で示される座標をプロットしている。例えば  $r = UV$  に対して、 $(\hat{V}_{1EF}(t_1), V_{1UV}(t_1)) = (6522, 6522)$ ,  $(\hat{V}_{1EF}(t_2), V_{1UV}(t_2)) = (6517, 6521)$  および  $(\hat{V}_{1EF}(t_3), V_{1UV}(t_3)) = (6512, 6514)$  を■印でプロットしている。さらに、式 (4.4) にて計算される面積  $S_{1EF,1UV}$ , すなわち、Fig. 4.2 に示した3つの■印で形成される三角形の面積が  $29.6 V^2$  であることを同図に示している。同様にして、同図は  $VW$  および  $WU$  に対する面積  $S_{1EF,1VW}$  および  $S_{1EF,1WU}$  がそれぞれ  $13.3 V^2$  および  $39.4 V^2$  であることを示す。従って、この場合、面積  $S_{1EF,1VW}$  が  $S_{1EF,1WU}$  および  $S_{1EF,1UV}$  と比較して小さいため、提案手法により、線間  $EF$  の接続相は  $VW$  と推定され、実際の接続相と一致する結果を得る。

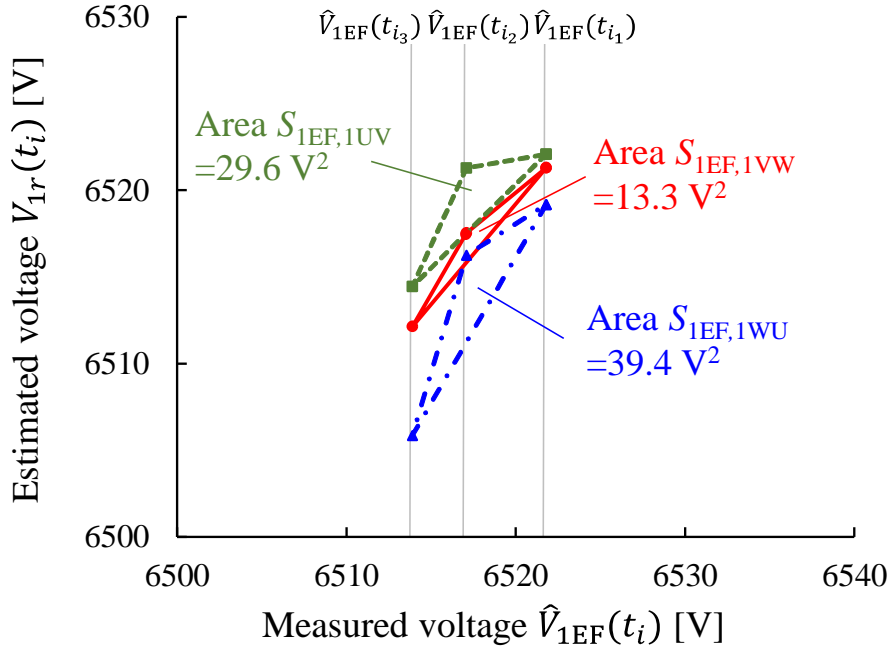


Figure 4.2 Phase connection estimation based on the proposed method using measurement data at three different times  $t_{i_1}$ ,  $t_{i_2}$  and  $t_{i_3}$  (Area  $S_{1EF,1r}$ : Area of triangle composed of three coordinates  $(\hat{V}_{1EF}(t_{i_1}), V_{1r}(t_{i_1}))$ ,  $(\hat{V}_{1EF}(t_{i_2}), V_{1r}(t_{i_2}))$  and  $(\hat{V}_{1EF}(t_{i_3}), V_{1r}(t_{i_3}))$ )

(ii) 全パターンに対する面積  $S_{1EF,1r}$  の計算結果

前述のパターン  $n = 48157$  に対する推定事例と同様にして、すべてのパターン ( $n = 1, 2, \dots, 161700$ ) に対して面積  $S_{1EF,1UV}$ ,  $S_{1EF,1VW}$  および  $S_{1EF,1WU}$  を計算した結果を Fig. 4.3(a), (b) および (c) に示す。これより、パターンにより面積は大きく異なるが、三相の計算結果を比較すると、Fig. 4.3(b) に示す VW に対する面積  $S_{1EF,1VW}$  が他相の面積に比べ、小さい傾向にあることがわかる。これは接続相が VW であると正しく推定されやすいことを表す。

(iii) 全パターンに対する面積の差分  $\Delta S_{1EF,1r}$  の計算結果

$\Delta S_{1EF,1UV}$ ,  $\Delta S_{1EF,1VW}$  および  $\Delta S_{1EF,1WU}$  を計算した結果を Fig. 4.4(a), (b) および (c) に示す。同図において、 $\Delta S_{1EF,1r}$  が負の値をとる場合、当該相  $r$  を線間 EF に接続された負荷の接続相と推定することを表している。例えば、Fig. 4.4(a) より、相間 UV に対して、ほとんどの計算結果が正の値となっている。同様に、Fig. 4.4(c) より、相

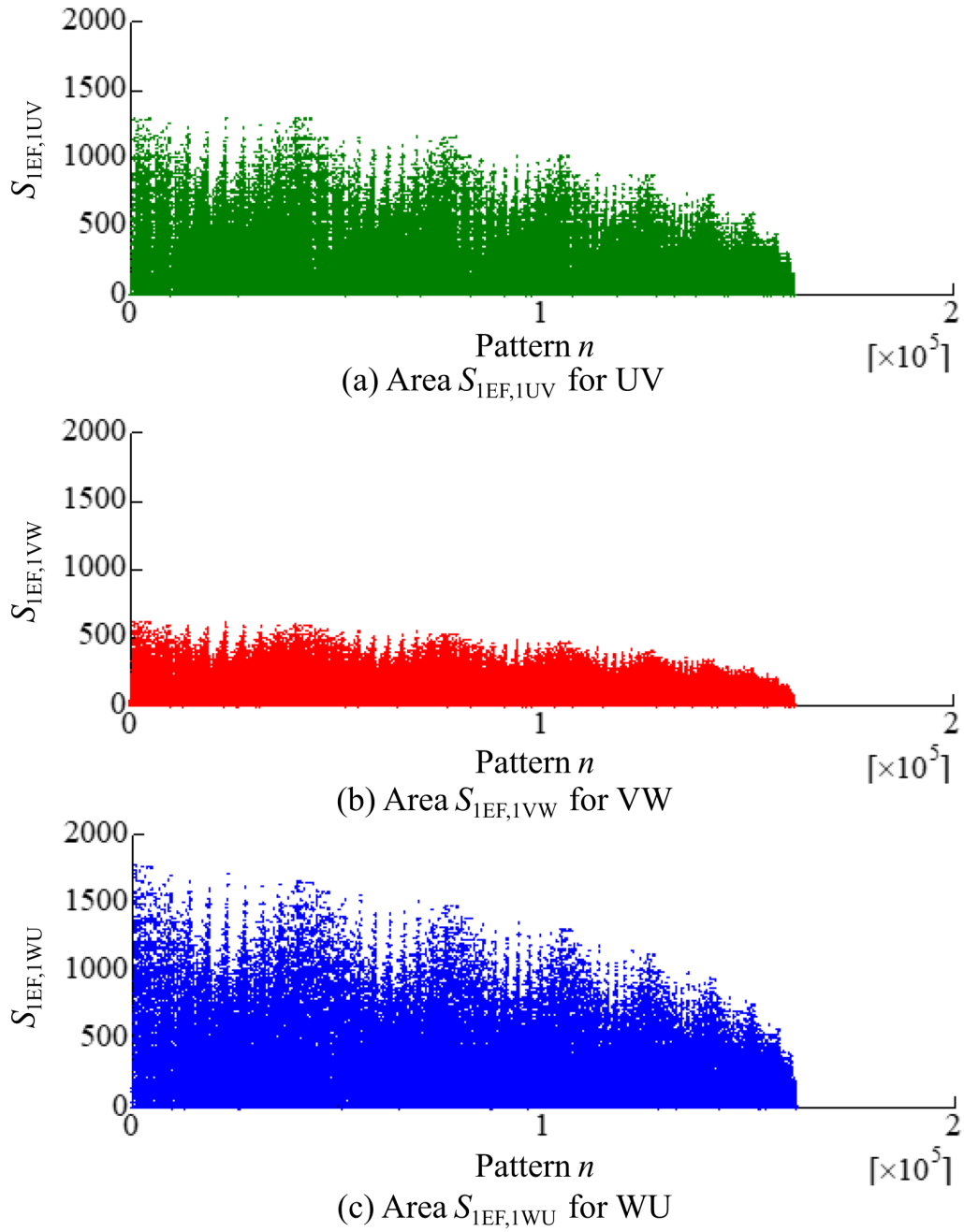


Figure 4.3 Calculated area  $S_{1EF,1r}$  for all patterns ( $n = 1, 2, \dots, 161700$ )

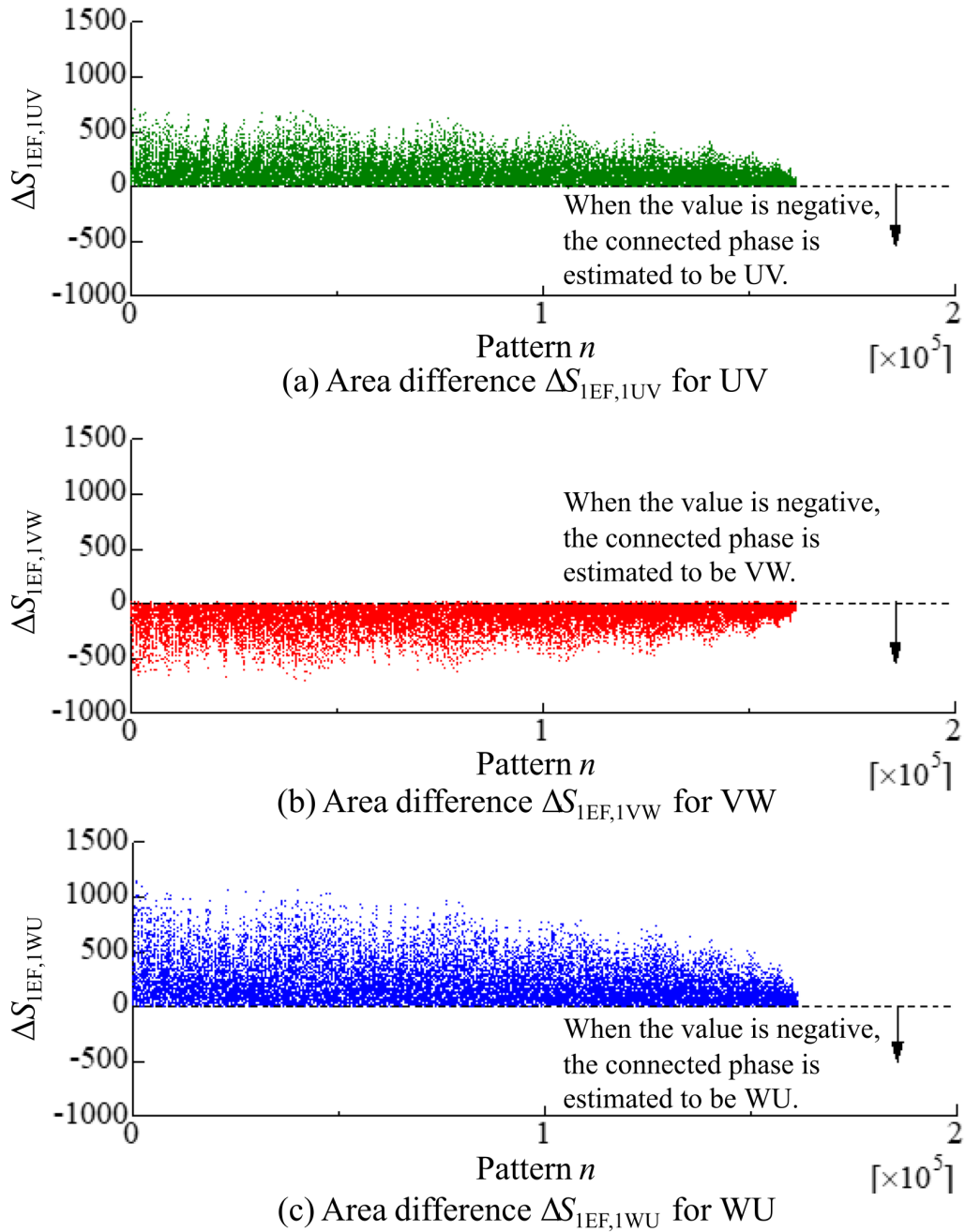


Figure 4.4 Calculated area difference  $\Delta S_{IEF,1r}$  for all patterns ( $n = 1, 2, \dots, 161700$ )



間WUに対して、ほとんどの計算結果が正の値となっている。以上の計算結果は、提案手法により接続相がUVあるいはWUと推定されることがほとんどないことを表している。一方、Fig. 4.4(b)より、相間VWに対して、ほとんどの計算結果が負の値となっており、接続相をVWと正しく推定することを表している。

(iv) 接続相推定結果

Fig. 4.4(a), (b) および (c) にて示した計算結果が負となるパターンの個数、すなわち接続相がUV, VW および WU と判定されるパターンの個数をそれぞれ  $N'_{UV}$ ,  $N'_{VW}$  および  $N'_{WU}$  と表し、全パターン数  $N'_{\text{sum}}$  ( $= N_{\text{sum}} C_3 = 161700$ ) に対する推定割合  $R'_r$  ( $r = \text{UV, VW, WU}$ ) を

$$R'_{UV} = \frac{N'_{UV}}{N'_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (4.15)$$

$$R'_{VW} = \frac{N'_{VW}}{N'_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (4.16)$$

$$R'_{WU} = \frac{N'_{WU}}{N'_{\text{sum}}} \times 100\% \quad (4.17)$$

から求める。上述の推定割合を計算した結果を Fig. 4.5 に示す。推定結果が UV, VW および WU となる割合はそれぞれ 1.3%, 98.3% および 0.4% を示し、実際の接続相である VW となる割合、すなわち推定精度は 98.3% であることがわかる。一方、送配電事業者の実運用上において、推定精度としては 90% 以上あることが望ましいと考えられ、提案手法の改善により十分な推定精度が得られたと判断できる。なお、 $\hat{P}_{\text{IEF}}$  が 3 時点とも同一の値になる場合等については、三角形が形成されず (3 つのプロットが同一直線上に並び) 面積  $S_{\text{IEF},1r}$  がどの相に対してもほぼ 0 になってしまう。このような場合、誤判定に至ることが確認できた。従って、3 時点のデータを恣意的に選べる場合は、負荷条件が異なるデータを選ぶことにより推定精度を高めることができると言える。実運用上においては系統切替・工事による常時系統状態からの逸脱の可能性や、SM の計測間隔では検出が難しい太陽光発電等による瞬間的な電圧変動の可能性を加味し、1 週間程度の期間の中から、系統状況が安定 (快晴時・雨天時・夜間) しており、かつなるべく値が相異なる時点のデータを活用することが望ましいと考えられる。

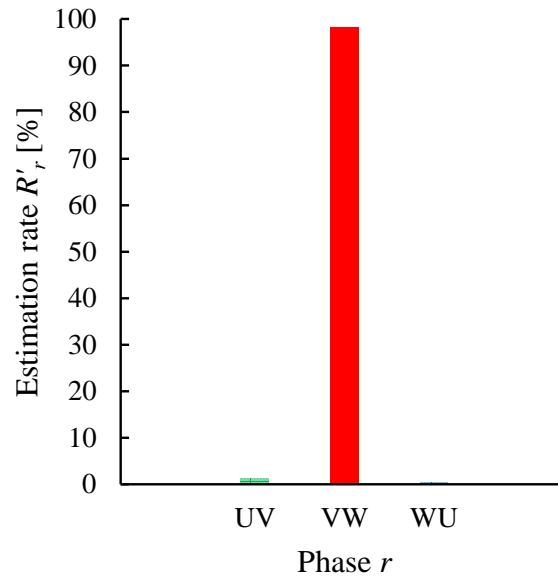


Figure 4.5 Phase connection estimation rate  $R'_r$  ( $r = UV, VW, WU$ ) estimated by the proposed method using measurement data at three different times  $t_{i_1}, t_{i_2}$  and  $t_{i_3}$  (pattern  $n = 1, 2, \dots, 161700$ )

### 4.3 多ノードモデルへの拡張に関する検討

前節にて2ノードの簡易的な配電システムモデルに対して、負荷の接続相を十分な精度で推定できることを示した。本節では、多ノードの配電システムモデルに対しても、提案手法を拡張し適用できるか検討するために、3ノードの配電システムモデルを用いて検証する。

#### 4.3.1 3ノードの配電システムモデル

解析対象とする3ノードを持つ配電システムモデルを Fig. 4.6 に示す。Fig. 4.6 において、三相 (U, V および W 相) 配電線は配電用変電所の送出し地点  $N_0$  から地点  $N_1$  および地点  $N_2$  を介して地点  $N_3$  に至って施設されており、地点  $N_0$  から地点  $N_1$  間、地点  $N_1$  から地点  $N_2$  間、および地点  $N_2$  から地点  $N_3$  間の線路インピーダンスは三相ともにそれぞれ  $Z_1, Z_2$  および  $Z_3$  とする。ここで、地点  $N_0$  にはセンサが設置されており、

(i) 時刻  $t$  における相間 UV, VW および WU の電圧  $\hat{V}_{0UV}(t), \hat{V}_{0VW}(t)$  および  $\hat{V}_{0WU}(t)$

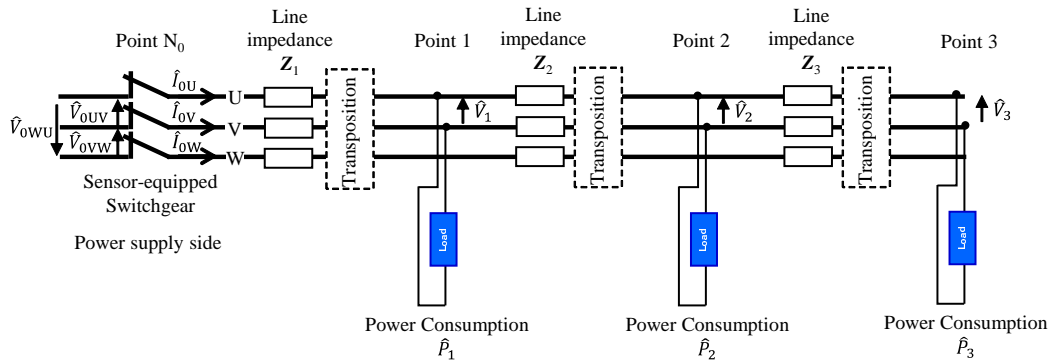


Figure 4.6 three-node distribution model

に加え,

(ii) U, V および W 相に流れる電流  $\hat{I}_{0U}(t)$ ,  $\hat{I}_{0V}(t)$  および  $\hat{I}_{0W}(t)$

を計測できる。地点  $N_0$  から地点  $N_1$  間, 地点  $N_1$  から地点  $N_2$  間および地点  $N_2$  から地点  $N_3$  間では, 三相配電線は捻架され, 地点  $N_1$ , 地点  $N_2$  および地点  $N_3$  における配電線の各線のいずれが U, V あるいは W 相であるか判別できない。

地点  $N_1$ , 地点  $N_2$  および地点  $N_3$  におけるある線間にはそれぞれ単相負荷が接続されているが, 各負荷が接続されている相間 (接続相) が UV, VW あるいは WU のいずれであるかは分からない。地点  $N_1$ , 地点  $N_2$  および地点  $N_3$  における単相負荷には, それぞれ SM が設置されており,

(iii) 各負荷の消費電力  $\hat{P}_1(t)$ ,  $\hat{P}_2(t)$  および  $\hat{P}_3(t)$

を SM の電力量の計測値より求めることができる。また, 各 SM は電圧を計測しており,

(iv) 線間電圧  $\hat{V}_1(t)$ ,  $\hat{V}_2(t)$  および  $\hat{V}_3(t)$

を得ることができる。しかし, 各 SM が UV, VW あるいは WU のいずれの相間を計測しているかは分からない。本節では, 地点  $N_1$  のみならず, 地点  $N_2$  および地点  $N_3$  に接続された負荷の接続相を推定する。

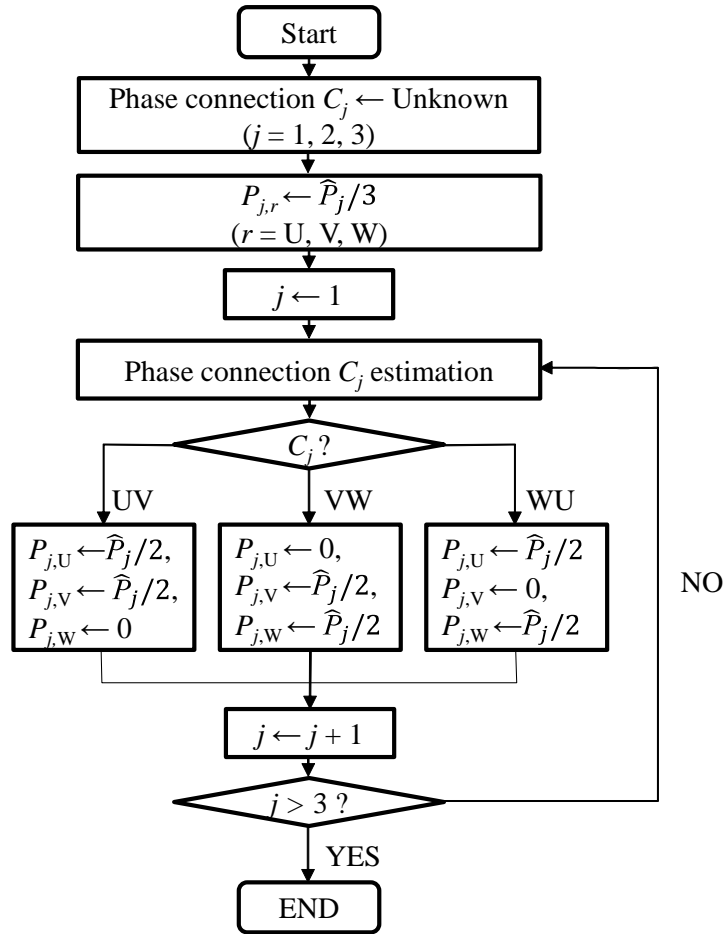


Figure 4.7 Phase estimation flow for three-node distribution model

### 4.3.2 手法

センサ付開閉器による計測箇所に近いノードほど三相電圧を精度良く推定でき、接続相を推定しやすいと考えられることから、提案手法は Fig. 4.7 に示すとおりの手順で、センサ付き開閉器に近いノード、すなわち電源側に近い負荷から順番に接続相を求解する。

#### (i) 各相負荷容量の初期設定

まず、負荷の接続相が不明な状況下であることを踏まえ、仮想的に、各地点  $j(j = 1, 2, 3)$  ・各相  $p(p = U, V, W)$  の負荷容量  $P_{j,p}(t)$  を、SM により測定された実際の負荷電

力  $\hat{P}_j(t)$  を用い,

$$P_{j,p}(t) = \hat{P}_j(t)/3 \quad (4.18)$$

として、一時的に設定する。これは、接続相が不明であるため、単相負荷をその後の計算の便宜上、一時的に三相平衡負荷として取り扱うことを表している。

(ii) 接続相の推定 (地点  $j = 1$ )

その後、各地点におけるノード電流を

$$I_{1p}(t) = \frac{P_{1p}(t)}{P_{1p}(t) + P_{2,p}(t) + P_{3p}(t)} \cdot \hat{I}_{0p}(t) \quad (4.19)$$

$$I_{2p}(t) = \frac{P_{2p}(t)}{P_{1p}(t) + P_{2p}(t) + P_{3p}(t)} \cdot \hat{I}_{0p}(t) \quad (4.20)$$

$$I_{3p}(t) = \frac{P_{3p}(t)}{P_{1p}(t) + P_{2p}(t) + P_{3p}(t)} \cdot \hat{I}_{0p}(t) \quad (4.21)$$

と各相毎に負荷案分することで求める。次に、4.2.1 項で述べた手順と同様の手順で地点 1 の三相電圧を推定し、3 時点の電圧推定値と電圧測定値との関係をもとに地点  $j$  における負荷の接続相を推定する。

(iii) 各相負荷容量の再設定 (地点  $j = 1$ )

このとき推定された接続相判定結果  $C_j (=UV, VW, WU)$  に応じて、式 (4.18) にて一時的に設定されていた各相の仮想的な負荷容量  $P_j(t)$  を

$$P_{j,U}(t) = \begin{cases} P_j(t)/2 & (C_j = UV, WU) \\ 0 & (C_j = VW) \end{cases}, \quad (4.22)$$

$$P_{j,V}(t) = \begin{cases} P_j(t)/2 & (C_j = UV, VW) \\ 0 & (C_j = WU) \end{cases}, \quad (4.23)$$

$$P_{j,W}(t) = \begin{cases} P_j(t)/2 & (C_j = VW, WU) \\ 0 & (C_j = UV) \end{cases} \quad (4.24)$$

として、再設定する。例えば、接続相推定結果  $C_j = UV$  の場合、

$$P_{j,U}(t) = \hat{P}_j(t)/2, \quad (4.25)$$

$$P_{j,V}(t) = \hat{P}_j(t)/2. \quad (4.26)$$

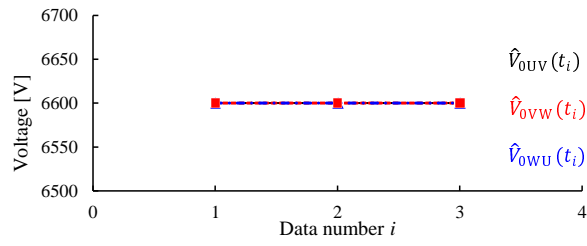
$$P_{j,W}(t) = 0 \quad (4.27)$$

となり、U相およびV相に負荷が分配されることを表す。

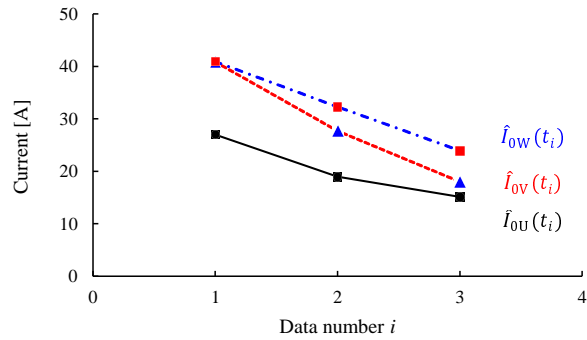
以上の手順で地点  $j = 1$  における負荷の接続相を推定し、各相の負荷容量を再設定する。以後、地点  $j = 2$  に対して、手順 (ii) および (iii) を同様にして適用し、地点  $j = 2$  における負荷の接続相を推定し、各相の負荷容量を再設定する。さらに、地点  $j = 3$  に対しても、同様の手順で接続相を推定する。以上の手順で、電源側から、すなわち、センサ付開閉器による計測箇所に近い負荷から順番にすべての接続相を逐次的に推定する。

### 4.3.3 計算条件

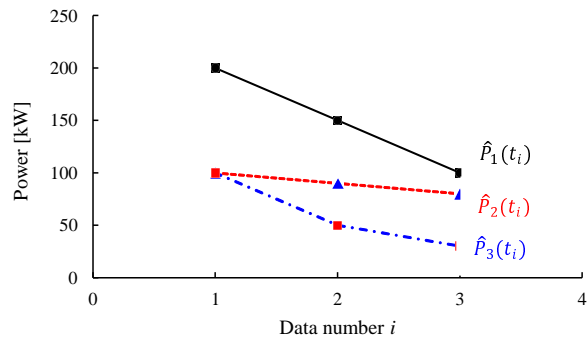
本項では、検証に必要となるシミュレーションの条件を示す。まず、地点1、地点2および地点3に接続された負荷の実際の接続相はそれぞれ VW, WU および UV であるとする。また、推定に活用する計測値の条件は Fig. 4.8 に示すとおりとする。Fig. 4.8(a) はセンサによる三相電圧計測値、すなわち、送り出し電圧を表しており、電圧は常に三相平衡であり 6600 V としている。また、Fig. 4.8(b) は三相電流計測値を表しており、各相・各時点で異なる値をとるものとする。同様に、Fig. 4.8(c) に SM による電力計測値を示しており、各相・各時点で異なる値をとり、負荷の不平衡の程度が時間変化していく状況を想定している。また、同様に、Fig. 4.8(d) に SM による電圧計測値を示しており、負荷の不平衡により電圧も各相・各時点で異なる値をとる。次項にて、これらの計算条件を用いて計算した結果を示す。



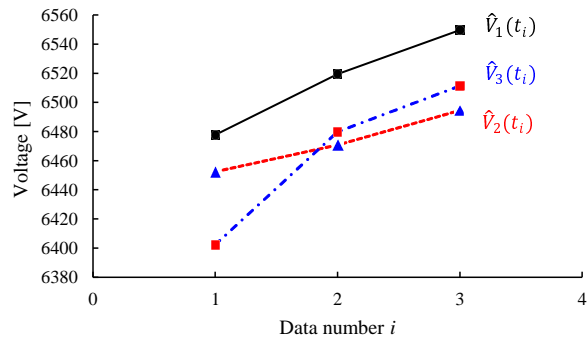
(a) センサの電圧計測値  $\hat{V}_{0UV}(t_i)$ ,  $\hat{V}_{0VW}(t_i)$  および  $\hat{V}_{0WU}(t_i)$



(b) センサの電流計測値  $\hat{I}_{0U}(t_i)$ ,  $\hat{I}_{0V}(t_i)$  および  $\hat{I}_{0W}(t_i)$



(c) 地点  $j$  における SM の電力計測値  $\hat{P}_i(t_i)$



(d) 地点  $j$  における SM の電圧計測値  $\hat{V}_i(t_i)$

Figure 4.8 Simulation condition for three-node distribution model

#### 4.3.4 計算結果

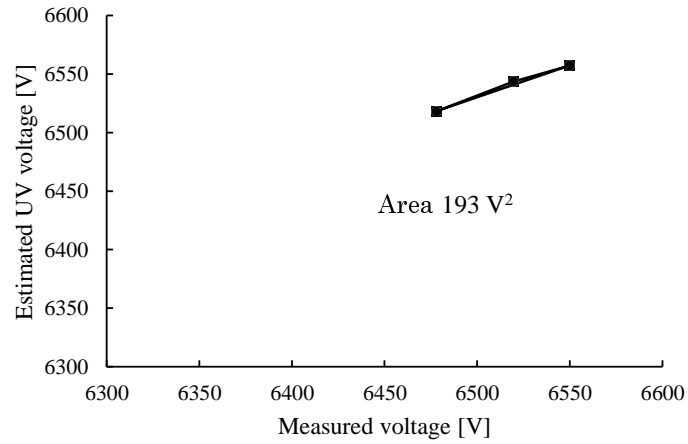
まず、地点1における計算結果を Fig. 4.9 に示す。Fig. 4.9(a) は地点1における UV 電圧推定値および SM による電圧計測値の関係を3時点について示しており、さらに、同図には各プロットにより形成される三角形の面積が  $193 \text{ V}^2$  であることを示している。同様に、Fig. 4.9(b) および (c) は地点1における VW 電圧推定値および WU 電圧推定値に対する計算結果を表しており、それぞれの三角形の面積は  $46 \text{ V}^2$  および  $146 \text{ V}^2$  を示している。従って、各相に対する三角形の面積の計算結果のうち、最も小さいのは VW に対する計算結果であり、提案手法により、地点1における負荷の接続相は VW と推定される。この推定結果は実際の接続相と一致している。

同様に、地点2における計算結果を Fig. 4.10 に示す。同図より、各相に対する三角形の面積の計算結果のうち、最も小さいのは WU に対する計算結果であり、提案手法により、地点2における負荷の接続相は WU と推定される。この推定結果は実際の接続相と一致している。

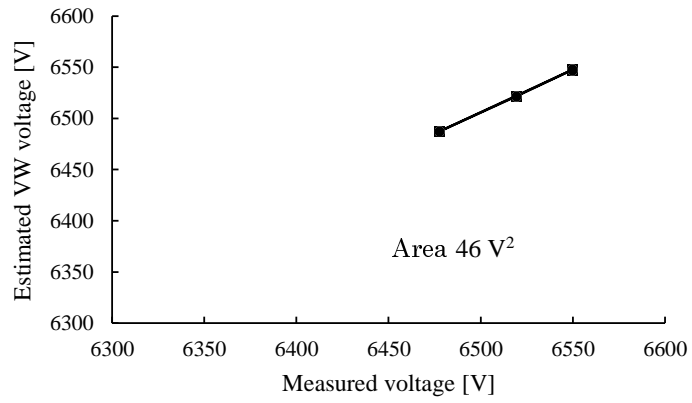
同様に、地点3における計算結果を Fig. 4.11 に示す。同図より、各相に対する三角形の面積の計算結果のうち、最も小さいのは UV に対する計算結果であり、提案手法により、地点2における負荷の接続相は UV と推定され、この推定結果は実際の接続相と一致する。

以上のとおり、本シミュレーション条件においては、すべての単相負荷に対して接続相を正しく推定できることが示された。

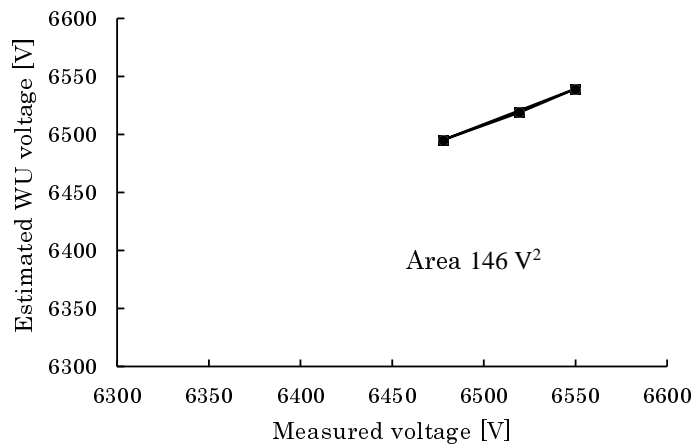




(a) 電圧計測値および UV 電圧推定値

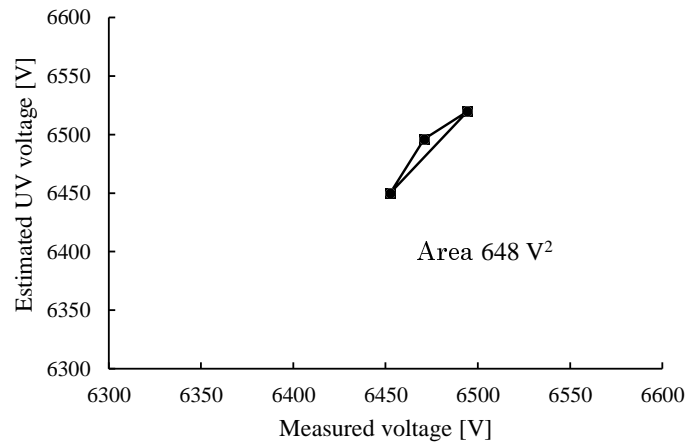


(b) 電圧計測値および VW 電圧推定値

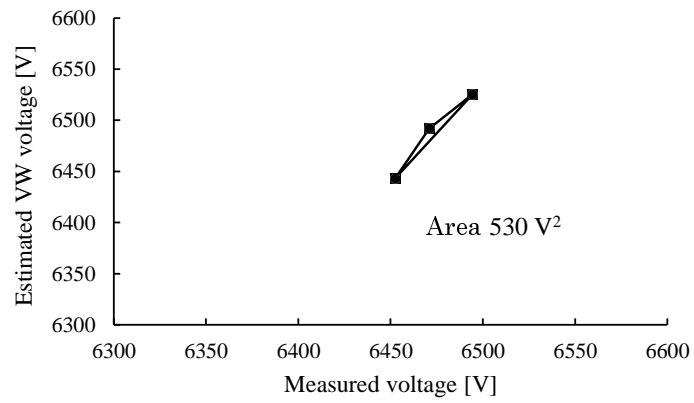


(c) 電圧計測値および WU 電圧推定値

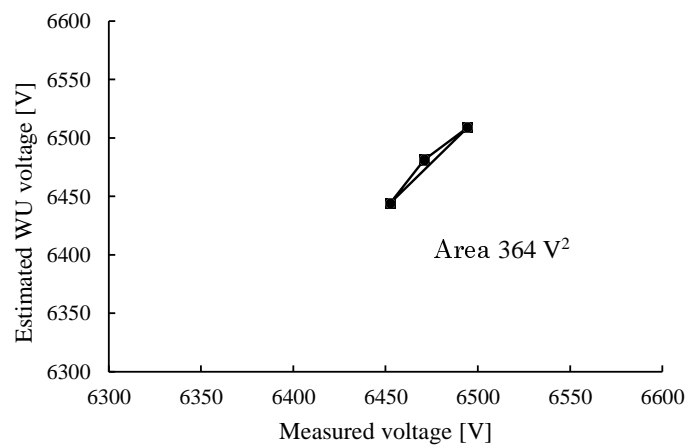
Figure 4.9 Simulation results for Point 1



(a) 電圧計測値および UV 電圧推定値

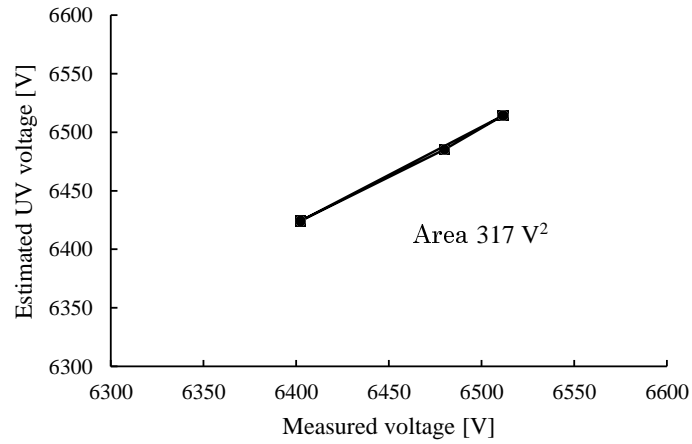


(b) 電圧計測値および VW 電圧推定値

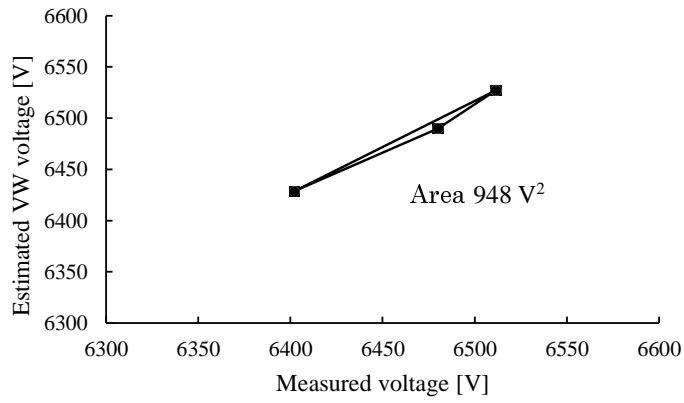


(c) 電圧計測値および WU 電圧推定値

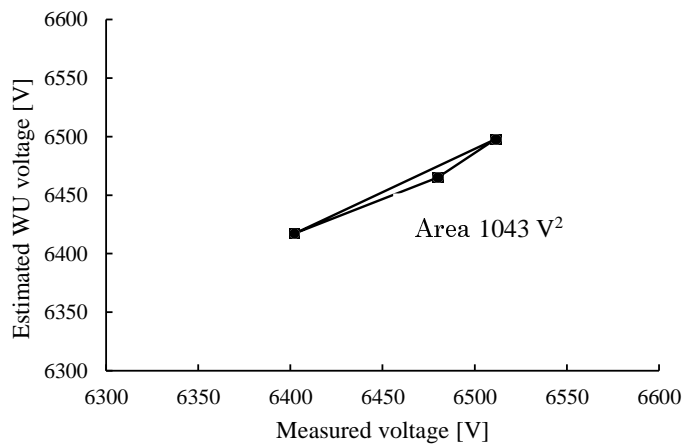
Figure 4.10 Simulation results for Point 2



(a) 電圧計測値およびUV電圧推定値



(b) 電圧計測値およびVW電圧推定値



(c) 電圧計測値およびWU電圧推定値

Figure 4.11 Simulation results for Point 3

#### 4.4 あとがき

本章においては、3時点におけるセンサの三相電圧・三相電流計測値およびスマートメータの電圧・電力計測値を活用した負荷の接続相推定手法を提案した。3章にて提案した接続相推定手法に比べ、推定精度は大きく向上し、98%という高い精度で接続相を推定できることを示した。さらに、多ノードの配電システムモデルへの適用可否を検討するために3ノードの配電システムモデルを用いて検証を行った。電源側から順に提案手法に従って接続相を推定し、その推定結果をもとにして、負荷側の接続相を逐次的に推定することで、接続相を正しく推定できることを事例検証により明らかにした。

今回、簡単のため、有効電力負荷のみの簡易的な配電システムモデルを用いて検証したが、実際の配電システムにおいては、有効電力に加えて、無効電力を消費・発生する負荷やPV等の機器が複数地点に存在し、分岐点も多くある。また、SMやセンサの計測値やインピーダンスには誤差が含まれる。このことが接続相推定結果に与える影響については、本研究では明らかにしていない。そのため、今後、より実際の配電システムに近いモデルを用いたシミュレーションにより、ノード数の増加や計測誤差等が接続相推定精度に与える影響を調べ、推定に活用する計測データの拡充・高精度化の要否について検証していく。その後、実システムによる検証等により、その他の課題の有無を把握していく。

## 第4章の参考文献

- [1] W. Wang, N. Yu, B. Foggo, J. Davis and J. Li, “Phase Identification in Electric Power Distribution Systems by Clustering of Smart Meter Data”, 2016 15th IEEE International Conference on Machine Learning and Applications (ICMLA), pp. 259-265 (2016)
- [2] S. J. Pappu, N. Bhatt, R. Pasumarthy and A. Rajeswaran, “Identifying Topology of Low Voltage Distribution Networks Based on Smart Meter Data”, IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 5, pp. 5113-5122 (2018)
- [3] 寺西, 北島, 菊池, 竹林, 「スマートメータの電力データを用いたトランス接続相判定手法」, 平成26年電気学会全国大会講演論文集, 6-151 (2014)
- [4] 下山田, 北島, 柏木, 服部, 横山, 宮崎, 宮里, 「スマートメーターを活用した変圧器接続相判定技術の判定結果可視化の検討」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-139 (2021)
- [5] 菅野, 馬淵, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータ情報を用いた柱上単相変圧器の接続相判別に関する検討」, 令和2年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 121 (2020)
- [6] 河野, 林, 高野, 板屋, 「センサ内蔵開閉器とスマートメータの取得情報を用いた柱上変圧器の接続相推定に関する基礎研究」, 平成28年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 169 (2016)
- [7] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定へのタブサーチの適用」, 令和3年電気学会全国大会論文集, 6-143 (2021)
- [8] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への整数型 Population Based Incremental Learning の適用」, 令和3年電気学会電力・エネルギー部門大会論文集, 109 (2021)
- [9] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「コレントロピーによる計測誤差および外れ値を考慮した柱上変圧器接続相判定への改良整数型 Population Based Incremental

Learning の適用」, 電気学会研究会資料 システム/スマートファシリティ合同研究会, pp.81-86 (2021)

- [10] 松本, 福山, 関, 大井, 神通川, 藤本, 「Maximum Correntropy Criterion のカーネルサイズ変更による計測誤差及び外れ値を考慮した柱上変圧器接続相推定」, 電気学会研究会資料 電力技術・電力系統技術・半導体電力変換合同研究会, PE-22-055/PSE-22-075/SPC-22-103 (2022)

# 5

## 総括

### 5.1 まえがき

本研究では、CO<sub>2</sub> 排出量の抑制に向けて、配電系統運用の高度化が必要であることを示し、特に運用上重要となる高圧配電系統の状態推定手法の高度化について焦点を当てて研究を遂行した。本研究では、配電系統運用の高度化に向けて取り付けが進展しているスマートメータ等の計測情報を活用した。さらに、実現場への導入のハードルを下げるため、推定精度を求めるだけでなく、計算量の抑制等についても勘案し、高度化の方向性を精査した。以下に、本研究で得られた成果をまとめる。

### 5.2 配電系統における電圧や電流等の電气的状態の導出

発電・負荷設備群が三相平衡で接続されている高圧配電系統を対象とした線間電圧分布推定方法について検討した。まず、逆潮流の生じている配電系統において、従来手法では電圧分布を正しく推定できない要因として、負荷電流と発電電流とを分けて計算していないことに着目した。そこで、まず、一需要家内の負荷設備および発電設備を明確に区別した。次に、推定に活用する計測量として、実運用性を加味し、高圧配電線路の送り出し地点に設置されたセンサ付開閉器の電圧・電流計測値と各負荷および各発電設備に設置されたスマートメータの計測値のうちの電力計測値のみを活用する方針を定めた。さらに、推定精度向上と計算量低減の両立を図ることを目的とし

て、各ノードの電圧計算結果に応じて各ノード電流の位相のみを補正し、改めて電圧を計算するという補正計算手法を取り入れ、高圧配電系統における線間電圧分布推定手法の定式化を図った。シミュレーションによる検証の結果、ノード電流位相を2回補正するのみで、計算結果が収束することを明らかにした。さらに、2回補正計算を実施するのみで、配電系統内の各地点の電圧を誤差0.3%以内の精度で推定でき、実運用上問題のない精度で推定することに成功した。また、従来の電力潮流計算に対して1/2倍程度の時間で計算できることも見出しており、膨大にある配電線の電圧分布の計算にも適している。提案手法は発電・負荷設備群が三相平衡であることを前提とした電圧分布推定手法であるが、三相不平衡な発電・負荷設備がある場合についても三相平衡とみなすことで計算自体は可能であり、実運用上、問題のないレベルで電圧分布を推定することができる。実際に、本手法は電力会社の制御システムに実装され、2021年から、一部の配電線を対象に運用を開始した。本システムでは、配電線の線路電流および線間電圧を導き、さらに、この結果に基づいて、配電系統に設置されている電圧調整器を適切に制御することに成功している。今後も、本システムにて制御する配電線を拡大していく予定である。

### 5.3 配電系統における接続相の推定

ある1時点のみのセンサ付開閉器の三相電圧・三相電流計測値およびスマートメータの電圧・電力計測値を活用した三相電圧および負荷の接続相推定手法を提案した。提案手法においては、負荷設置箇所における三相電圧を推定し、さらに、この三相電圧推定値とスマートメータの電圧計測値と比較することで接続相を推定する。検証の結果、ある負荷条件においては接続相推定結果が実際の接続相と一致することを確認した。負荷条件によっては、接続相を誤推定してしまう場合もあり、100パターン of 負荷条件に対して検証した結果、75パターンについては正しく接続相を推定できることが分かった。本推定精度は不平衡拡大箇所の把握に活用可能なレベルである。また、三相電圧の推定誤差は0.5%以内であり、実運用上十分な精度で推定できることを確かめた。



### 5.4 3時点データの活用による接続相推定精度の向上

不平衡が特に大きい三相配電システムについて、電圧管理上、負荷の接続相を適切に変更し、不平衡を解消する必要があることを鑑み、複数時点のデータの活用による接続相推定精度の向上を目指した。ここで、第3章の提案手法より計算される線間電圧推定値と電圧計測値を軸とする座標空間上に3時点のデータをプロットし、3点のプロットから形成される三角形の面積を相ごとに計算したとき、接続相と合致する相に対する計算結果が他相に対する計算結果より小さくなる着眼し、ある3時点のデータから、上述の面積の大小関係をもとに接続相を推定する手法の定式化を図った。第3章にて作成した100通りの負荷条件のうちから重複なく3時点を選ぶすべてのパターン（ ${}_{100}C_3 = 161700$ 通り）に対して、本手法を適用した結果、98%という高い精度で接続相を正しく推定できることが検証できた。これは接続相の変更作業による不平衡の改善にも活用可能な十分な精度である。最後に、多ノードモデルへの拡張について検証するため、3ノードの配電システムモデルを対象として検討を行った。ここでは、前述の手法を送り出し地点から末端地点に向けて順番に逐次的に三相線間電圧を推定のうへ、接続相を推定する手法について、定式化を図った。ある負荷条件をもとに検証した結果、各地点における負荷の接続相を問題なく推定できることを見出した。

### 5.5 今後の課題

第2章にて提案した配電システムにおける電圧や電流等の電気的狀態の導出手法は、中部電力パワーグリッド株式会社の電圧集中制御システムの一機能として実装され、適用配電線を順次拡大している。一方で、第3章および第4章で提案した接続相推定手法については、現状、簡易的な配電システムモデルを用いたシミュレーションによる検証にとどまっている。よって、今後、より現実に即した配電システムモデルを用いたシミュレーションにより、ノード数や分岐点の増加、スマートメータの計測誤差等が接続相推定結果に与える影響を評価していく。また、接続相推定精度を実運用可能な水準に保つために、上述の評価結果を踏まえ、推定に使用するデータの拡充・高精度化の可否について検討する。さらには、実際の配電線に接続されたスマートメータやセンサの計測値を活用して検証し、その他課題の把握・対応を図っていく。



## 謝辞

本研究の遂行ならびに本論文の作成にあたり、終始懇切なるご指導とご鞭撻を賜りました名古屋大学大学院工学研究科教授 横水康伸先生に深く感謝の意を表します。また、本論文審査に際して数々の有益なご教示を賜りました名古屋大学大学院工学研究科 教授 早川直樹先生、名古屋大学 未来材料・システム研究所 システム創成部門 教授 加藤丈佳先生、および名城大学大学院理工学研究科 教授 山中三四郎先生に深くお礼申し上げます。

本研究の遂行において、多大なるご指導とご助言を賜りました名古屋大学 未来材料・システム研究所システム創成部門・エネルギーシステム（中部電力）寄附研究部門特任教授 岩田幹正先生および名古屋大学大学院工学研究科 助教 兒玉直人先生に厚くお礼申し上げます。

また、早稲田大学卓越大学院プログラム パワー・エネルギー・プロフェッショナル育成プログラムのコーディネーターである早稲田大学理工学術院 教授 林泰弘先生、同プログラムにて副指導教員を務めていただきました横浜国立大学大学院工学研究院 教授 大山力先生（現電力広域的運営推進機関 理事）および徳島大学大学院社会産業理工学研究部 教授 北條昌秀先生、コンサルティング教員を務めていただきました名古屋大学 未来材料・システム研究所 教授 杉本重幸先生、および同プログラムの連携教員および事務局の皆様にご多大なるご支援を頂きましたことを深く感謝申し上げます。

本研究遂行において多大なるご協力とご助言を賜りました三菱電機株式会社の河野俊介氏、松田啓史氏に感謝の意を表します。

博士後期課程への進学に際して多大なるご支援を頂きました中部電力パワーグリッド株式会社 岡俊彦副社長、トーエネック株式会社 配電総括部 石田晴彦部長、中部電力株式会社 経営管理本部 上西宏和課長および中部電力株式会社 経営戦略本部 金沢由紀副長に感謝を申し上げます。また、本研究の遂行に際しては、中部電力パワーグリッド株式会社 配電部門の諸先輩方および同僚より多くのご支援を賜りました。特に中部電力パワーグリッド配電部 梶川卓也部長、重藤貴也グループ長、野々山公亮副長には日頃からご支援とご助言をいただきましたことをお礼申し上げます。

2023 年 3 月

彦山 和久



# 論文目録

論文題目	公表の方法及び時期	著者	関連章
<b>I.学会誌等</b>			
1 State Estimation of Medium Voltage Distribution Line with Distributed Generations: Selected Utilization of Smart Meter Measurements	IEEJ Transactions on Electrical and Electronics Engineering, Vol.18, No.1, pp.15-24, 2023	K. Hikoyama, Y. Yokomizu, T. Nonoyama, K. Matsuda, S. Kawano	2章
2 捻架された三相配電線における単相負荷の接続相推定—スマートメータ計測値の活用—	電気学会論文誌 B, Vol.143, No.3, (掲載決定)	彦山和久, 横水康伸, 野々山公亮	3章 4章
<b>II.国際会議</b>			
1 Study on Voltage Calculation Method of Medium Voltage Distribution System Utilizing Data from Sensor-equipped Switchgears and Smart Meters	CIGRE Asia Oceania Regional Council Technical Meeting 2020, C000117, 2020	K. Hikoyama, Y. Kanazawa, H. Ishikawa, T. Takano, S. Kawano	2章
2 Determination of Load-Connected Phase of Electricity Distribution Line by Using Smart Meters: Verification Based on Simplified Distribution System Model	Proceedings of The International Council on Electrical Engineering (ICEE) Conference 2021, pp. 126–129,2021	K. Hikoyama, Y. Yokomizu, T. Nonoyama	3章
3 Estimation of Load-Connected Phase of Distribution System by Using Smart Meters at Multiple Time Points: Verification Using Simplified Distribution System Model	Proceedings of The International Council on Electrical Engineering (ICEE) Conference 2022, pp. 441–444, 2022	K. Hikoyama, Y. Yokomizu, T. Nonoyama	4章
<b>III.その他</b>			
1 センサ付開閉器およびスマートメータの計測データを用いた高圧配電系統の電圧計算手法に関する研究	電気学会研究会資料 電力技術/電力系統技術合同研究会, PE-19-086/PSE-19-098, 2019.9	彦山和久, 金沢由樹, 上西宏和, 石川博之, 高野富裕, 河野俊介	2章
2 スマートメータ等活用による配電系統負荷接続相の推定：簡易配電系統モデルによる検証への着手	令和3年電気学会全国大会講演論文集, 6-140, 2021.3	彦山和久, 横水康伸, 野々山公亮	3章
3 スマートメータ等活用による配電系統負荷接続相の推定：推定可否条件に関する検討	電気学会研究会資料, 電力技術/電力系統技術合同研究会, PE-21-061/PSE-21-074, 2021.9	彦山和久, 横水康伸, 野々山公亮	3章
4 スマートメータ等活用による配電系統負荷接続相の推定	令和4年 電気学会全国大会講演論文集, 6-135, 2022.3	彦山和久, 横水康伸, 野々山公亮	3章
5 スマートメータ等活用による配電系統負荷接続相の推定：3時点データの活用による推定精度の向上	電気学会研究会資料, 電力技術/電力系統技術合同研究会, PE-21-061/PSE-21-074, 2022.8	彦山和久, 横水康伸, 野々山公亮	4章