





دانشکده مهندسی برق و رباتیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی سیستم‌های قدرت

ارائه شاخص‌هایی برای بررسی مقاوم بودن الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز در شبکه توزیع
نامتعادل با حضور واحدهای تولید پراکنده

نگارنده:

فرناز احمدی

استاد راهنما:

دکتر محسن اصیلی

شهریور 1395



دانشکده: مهندسی برق و رباتیک
گروه: برق

پایان نامه کارشناسی ارشد خانم فرناز احمدی به شماره دانشجویی: 9301954
تحت عنوان: ارائه شاخص‌هایی برای بررسی مقاوم بودن الگوریتم تخمین حالت سه فاز در
شبکه توزیع نامتعادل با حضور واحدهای تولید پراکنده

در تاریخ 1395/06/31 توسط کمیته تخصصی زیر جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد
مورد ارزیابی و با درجه قابل قبول مورد پذیرش قرار گرفت.

امضاء	اساتید مشاور	امضاء	اساتید راهنما
	نام و نام خانوادگی:		نام و نام خانوادگی: محسن اصیلی
	نام و نام خانوادگی:		نام و نام خانوادگی:

امضاء	نمایندة تحصیلات تکمیلی	امضاء	اساتید داور
	نام و نام خانوادگی: مرتضی رحیمیان		نام و نام خانوادگی: یاسر دامچی
			نام و نام خانوادگی: حیدر طوسیان شاندیز
			نام و نام خانوادگی:
			نام و نام خانوادگی:

تقدیم به

پدر و مادرم که صمیمیت و صداقت در نگاهشان موج می زند

همسرم، به پاس فداکاری ها و زحمات بی دریغش

و

خواهرانم که بسیار مهربان و برایم عزیزند

سپاسگزاری:

شکر و سپاس یزدان پاک را که به من توفیق خوشه‌چینی از خرمن معرفت و دانش عطا فرمود و پنجره‌های باغ دلم را به سمت نور و شگوفایی گشود.

بر خود واجب می‌دانم که از همه اساتید گران قدر گروه برق- قدرت که در طول دوره کارشناسی ارشد از محضر ایشان دانش، معرفت و درس زندگی آموختم، سپاسگزاری نمایم. به ویژه از انسان فریخته و استاد گران قدر جناب آقای دکتر محسن اصیلی که نظارت محطه به محطه این رساله را بر عهده داشتند و با سعی صدر و راهنمایی‌های شایسته مراد انجام این کار پژوهشی مرحله به مرحله یاری کردند.

بهمین جناب آقای امیر بشیان که بارها نظرات مفید و پیشنهادهای لازم در هر چه بهتر انجام دادن این پروژه به‌کار می‌کرده و از بیچ کوششی دریغ ننموده‌اند.

تعهد نامه

اینجانب فرناز احمدی دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته برق - قدرت دانشکده مهندسی برق و رباتیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه بررسی تخمین حالت سه‌فاز در شبکه توزیع نامتعادل تحت راهنمایی دکتر محسن اصیلی متعهد می‌شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش‌های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان‌نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد و مقالات مستخرج با نام «دانشگاه صنعتی شاهرود» و یا «Shahrood University of Technology» به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان‌نامه تأثیرگذار بوده‌اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می‌گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که از موجود زنده (با بافت‌های آنها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان‌نامه، در مواردی که بک حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده، اصل رازداری، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه‌های رایانه‌ای، نرم‌افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می‌باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان‌نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی‌باشد.

چکیده

تخمین حالت عمل تخصیص مقدار به یک متغیر حالت نامعلوم سیستم بر طبق معیاری خاص است که با استفاده از اندازه‌گیری‌های انجام شده از آن سیستم، ارائه می‌شود. معمولاً تعداد کمیت‌های اندازه‌گیری شده بیشتر یا کمتر از متغیرهای حالت می‌باشد لذا با استفاده از عمل تخمین حالت سیستم، مقادیر واقعی متغیرهای حالت، تخمین زده می‌شود. حتی خود کمیت‌های اندازه‌گیری شده با استفاده از تخمین حالت قابلیت تصحیح را دارا می‌باشد.

شبکه‌های توزیع اغلب شامل فیدرهای شعاعی، کوتاه و ترانسپوز نشده با نسبت R/X بالا، تک‌فاز و یا سه‌فاز هستند که تک‌فاز برای مصرف‌کنندگان خانگی و سه‌فاز برای مشتریان صنعتی و تجاری استفاده می‌شود. پس شبکه توزیع در عمل دارای نامتعادلی زیادی است. حتی اگر شبکه توزیع متعادل باشد، خطاهای نامتقارن عدم تعادل را ایجاد می‌کند بنابراین باید از مدلی در شبکه استفاده شود که در شرایط نامتعادل قادر به تخمین سیستم باشد. برای شبکه‌های الکتریکی خصوصاً سطح ولتاژ انتقال تخمین حالت با در نظر گرفتن مدل تک‌خطی مرسوم است. اما شبکه‌های توزیع به علت ماهیت نامتعادلی، تخمین حالت تک‌فاز خطای بالایی خواهد داشت. در کارهای انجام شده در گذشته روش بهبودیافته‌ای برای تخمین حالت سه‌فاز به صورت بررسی جداگانه فازها در شبکه توزیع ارائه شده است و یک مدل دقیق و قابل اتکا در محاسبات شبکه توزیع به دست آمده است. در این تحقیق مدل پیشنهادی بر روی یک شبکه نمونه، شبیه‌سازی، اجرا و میزان اعتبار آن سنجیده می‌شود و با تغییر در میزان ورودی و تعریف شاخص مقاوم بودن، تأثیر این تغییرات در خروجی بررسی و میزان مقاوم بودن الگوریتم آزمایش می‌شود.

کلیدواژه: تخمین حالت، سیستم توزیع، الگوریتم حداقل مربعات وزن دار، الگوریتم سه فاز

فهرست مطالب

1	فصل اول: مقدمه
2	1-1 پیشگفتار
4	2-1 پیشینه تحقیق
10	3-1 اهداف تحقیق
13	فصل دوم: تخمین حالت به روش حداقل مربعات
14	1-2 مقدمه
14	2-2 تخمین حداکثر تشابهات
15	3-2 تخمین حداقل مربعات وزن دار [1]
17	1-3-2 تابع اندازه گیری $h(x^k)$
19	2-3-2 اندازه گیری ژاکوبین H
21	3-3-2 ماتریس گین G
23	فصل سوم: تخمین حالت در شبکه‌های توزیع سه‌فاز نامتقارن
24	1-3 فرمول‌بندی تخمین حالت برای شبکه توزیع سه‌فاز
24	1-1-3 داده‌های اندازه‌گیری
24	2-1-3 مدل ریاضی
26	3-1-3 تجزیه و تحلیل مشاهده‌پذیری بر اساس روش انتخاب اندازه‌گیری
27	4-1-3 روش مدل کردن بار برای تخمین حالت شبکه توزیع
29	5-1-3 روش تکرار حل الگوریتم
30	2-3 نحوه مدل‌سازی اجزای مختلف شبکه سه‌فاز
30	1-2-3 مدل‌سازی عناصر در سیستم متعادل

30	1-1-2-3 خطوط انتقال
31	2-1-2-3 ترانسفورماتور
31	3-1-2-3 بارها و مولدها
31	4-1-2-3 تشکیل مدل شبکه
31	2-2-3 مدل سازی عناصر در سیستم نامتعادل
31	1-2-2-3 ترانسفورماتورها
32	2-2-2-3 خطوط
33	3-2-2-3 بارها
34	4-2-2-3 واحدهای تولید پراکنده (DG)
40	3-3 محاسبه اندازه گیری های کاذب
40	1-3-3 توان حقیقی ورودی واحدهای تولید پراکنده (DG) [32]
41	2-3-3 توان راکتیو داخلی واحدهای تولید پراکنده
42	4-3 الگوریتم تخمین حالت سه فاز بر اساس روش حداقل مربعات
42	5-3 نتایج شبیه سازی
47	1-5-3 بررسی مقاوم بودن الگوریتم
59	فصل چهارم: نتیجه گیری و پیشنهادات
60	1-4 نتیجه گیری
61	2-4 پیشنهادات
62	پیوست الف
63	پیوست ب
65	مراجع

فهرست اشکال

- شکل (1-2): مدل π شاخه‌های شبکه [1] 18
- شکل (1-3): علائم در اندازه‌گیری سه‌فاز 25
- شکل (3-3): مدار معادل یک خط انتقال [1] 30
- شکل (4-3): مدل عمومی ترانسفورماتور سه‌فاز [32] 32
- شکل (5-3): مدل خطی عمومی سه‌فاز [32] 33
- شکل (6-3): مدارهای معادل توالی نورتون مربوط به ژنراتور سنکرون با روتور استوانه‌ای [32] 35
- شکل (7-3): مدارهای معادل توالی مثبت و منفی ژنراتور القایی [32] 37
- شکل (8-3): مدارهای معادل نورتون برای واحد DG سه‌فاز متصل شده به شبکه توسط رابط VSC [32] 39
- شکل (9-3): نمودار الگوریتم پیشنهاد شده برای الگوریتم SE سه‌فاز در شبکه‌های توزیع فعال 43
- شکل (10-3): سیستم تست سه‌فاز 13 باسه IEEE [32] 44
- شکل (11-3): شاخص مقاوم بودن فاز A در باس‌ها برای سناریوهای مختلف 57
- شکل (12-3): شاخص مقاوم بودن فاز B در باس‌ها برای سناریوهای مختلف 58
- شکل (13-3): شاخص مقاوم بودن فاز C در باس‌ها برای سناریوهای مختلف 58

فهرست جداول

- جدول (1-3): انواع واحدهای DG و روش اتصال آنها به شبکه [32]..... 35
- جدول (2-3): متغیرهای حالت و اندازه‌گیری‌های مورد نیاز برای مشاهده‌پذیری باس DG [32]... 37
- جدول (3-3): اندازه‌گیری‌های بلادرنگ یا کاذب توان از تولید/بار باس‌ها..... 45
- جدول (4-3): نتایج حاصل از پخش بار 45
- جدول (5-3): نتایج حاصل از تخمین حالت ولتاژ 46
- جدول (6-3): اختلاف بین نتایج حاصل از پخش بار و تخمین حالت ولتاژ 46
- جدول (7-3): میانگین و حداکثر نامتعادلی ولتاژ برای انحراف بارهای مختلف 46
- جدول (8-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی اول 48
- جدول (9-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی اول 48
- جدول (10-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی اول 49
- جدول (11-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی دوم 49
- جدول (12-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی دوم 50
- جدول (13-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی دوم 50
- جدول (14-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی سوم 51
- جدول (15-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی سوم 51
- جدول (16-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی سوم 52
- جدول (17-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی چهارم 52
- جدول (18-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی چهارم 53
- جدول (19-3): محاسبه شاخص م مقاوم بودن در سناریوی چهارم 53
- جدول (20-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی پنجم 54
- جدول (21-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی پنجم 54
- جدول (22-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی پنجم 55
- جدول (23-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی ششم 55
- جدول (24-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی ششم 56

- جدول (3-25): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی ششم.....56
- جدول (الف-1): زیرماتریس‌های ترانسفورماتور (YT) برای رابط‌های ترانسفورماتور سه‌فاز کم‌شونده رایج
62.....
- جدول (ب-1): داده‌های ترانسفورماتور 63
- جدول (ب-2): واحدهای تولید پراکنده 63
- جدول (ب-3): طول خطوط 63
- جدول (ب-4): بارها 64

فصل اول

مقدمه

1-1 پیشگفتار

تخمین حالت برای فیلتر کردن خطاهای تصادفی اندازه‌گیری‌های اضافی و دیگر داده‌ها استفاده می‌شود و یک تخمین مطمئن از داده‌های واقعی برای شبکه انتقال یا توزیع ارائه می‌دهد [1].

تخمین حالت در شبکه توزیع اغلب بر اساس تعداد محدودی اندازه‌گیری بلادرنگ است. شبکه توزیع فیدرهای شعاعی، کوتاه و ترانسپوز¹ نشده با نسبت R/X بالایی دارد و بارها می‌توانند تک‌فاز و یا سه‌فاز باشند، پس شبکه توزیع نامتعادل است. حتی اگر شبکه توزیع متعادل باشد خطاهای نامتقارن عدم تعادل را ایجاد می‌کند. پس برای اجتناب از خطاهای قابل توجه باید از مدل دقیق اجزا در شبکه توزیع استفاده کنیم، همچنین روش حداقل مربعات وزندار مجزا شده² برای تخمین حالت در شبکه توزیع مناسب نیست [2-5].

چون تعداد مصرف‌کنندگان و واحدهای تولید پراکنده (3DG) متصل به شبکه توزیع ممکن است زیاد باشد، امکان اندازه‌گیری از راه دور برای همه شبکه وجود ندارد، با این وجود شبکه توزیع باید ویژگی‌های زیر را داشته باشد تا تخمین حالت انجام شود [6-10]:

1- اندازه‌گیری در پست‌ها

اندازه‌گیری‌های بلادرنگ مختلفی در پست‌های توزیع از جمله توان حقیقی/راکتیو تزریقی فیدر، اندازه ولتاژ باس، جریان تزریقی باس، اندازه توان فیدر و حالت کلید فشار قوی (4CB) موجود باشد.

2- تعدادی اندازه‌گیری در نقاط بحرانی شبکه:

¹ Transpose

² Decouple

³ Distributed generation

⁴ Circuit breaker

اندازه‌گیری‌هایی در نقاط بحرانی شبکه نیاز است تا مشاهده‌پذیری در شبکه را ایجاد کند.

3- تخمین بار مشتری:

تخمین بار مشتری برای تعداد زیادی از باس‌های اندازه‌گیری نشده دور از پست‌ها وجود داشته باشد. در اصل، مشاهده‌پذیری شبکه توزیع با استفاده از این اندازه‌گیری‌های کاذب به دست می‌آید.

4- تخمین/اندازه‌گیری واحدهای DG:

این داده‌ها اغلب با ولتاژ باس و اندازه‌گیری‌های توان تزریقی حقیقی به دست می‌آیند اما در اندازه‌گیری‌های بلادرنگ در واحدهای DG کنترل نشده وجود ندارند و باید با اندازه‌گیری‌های کاذب به دست آمده از ورودی‌های خارجی (داده‌های پیشین/پیش بینی هوا) محاسبه شوند.

با بررسی تحقیقات پیشین مشاهده می‌شود که برای شبکه توزیع بر روی مسئله پخش بار [11-16] بیشتر از تخمین حالت [17-19] کار شده است. از بین الگوریتم‌های ارائه شده برای تخمین حالت فقط تعداد کمی از آن‌ها را می‌توان برای شبکه توزیع نامتعادل به کار برد و تمامی این الگوریتم‌ها بر پایه الگوریتم حداقل مربعات وزن‌دار (WLS⁵) می‌باشند.

در الگوریتم‌های پیشنهادی قبلی همه مشکلات تخمین حالت در شبکه توزیع مدرن حل نشده است و موارد زیر هنوز وجود دارد [32]:

- به علت عدم تعادل سیستم توزیع در شرایط بهره‌برداری، مدل‌های کامل و دقیق سه‌فاز برای ترانس‌های برخط و توزیع با هسته‌های متنوع و ساختار سیم‌پیچی مختلف مورد نیاز است.

- مدل دقیق بارهای غیرخطی متصل ستاره زمین شده یا نشده و مثلث معمولاً با مدل باس PQ ثابت جایگزین شده است.

⁵ Weighted least square

- واحدهای DG معمولاً با باس ثابت PQ (PV) بدون مدل دقیق از واحدهای DG مدل شده‌اند. توجه شود که داشتن مدل دقیق برای هر واحد DG برای تخمین حالت در شبکه‌های توزیع نیازمند اطلاعات از نحوه بهره‌برداری از واحد تولید پراکنده و نحوه اتصال (اتصال مستقیم یا غیرمستقیم) به شبکه است. با توجه به ملاحظات قبلی الگوریتم بهبودیافته تخمین حالتی که در مرجع [32] پیشنهاد شده است شامل ویژگی‌های زیر است:

- 1- شامل مدل دقیق ترانس‌ها، تلفات مسی، تلفات هسته، نحوه سیم‌پیچی و انتقال فاز بین سیم‌پیچی اولیه و ثانویه است.
- 2- مدل‌سازی دقیق خطوط
- 3- بارها می‌توانند ترکیبی از مدل جریان ثابت، توان ثابت و یا ادمیتانس ثابت باشند. آن‌ها می‌توانند توسط ستاره زمین شده (یا نشده) و مثلث، متصل شوند.
- 4- اهمیت مدل برای واحدهای DG که اینجا بیان شده است ناشی از عدم تعادل ذاتی فاز که به دلیل عدم تعادلی که در بهره‌برداری از شبکه توزیع است، اتفاق می‌افتد. واحدهای تولید پراکنده می‌توانند مستقیماً به ژنراتورهای سنکرون و یا القایی متصل شوند و یا به صورت غیرمستقیم به شبکه متصل شوند.
- 5- مدل‌های مختلفی برای واحدهای DG و بار، در الگوریتم تخمین حالت وارد می‌شوند. قدرت اولیه داخلی واحدهای DG با پیش‌بینی باد، خورشید و جریان آب (وابسته به مدل واحد) و یا از پایگاه داده‌های پیشین و برای بار، از پروفیل بار نرمالیزه شده روزانه به دست می‌آید.

2-1- پیشینه تحقیق

در مرجع [8] تخمین‌گر حالت توزیع بر اساس روش حداقل مربعات و روش مدل‌سازی سه‌فاز ارائه شده است. مدل سه‌فاز که برای فرمولاسیون تخمین‌گر حالت نیاز بوده نیز در اینجا ارائه شده است. تخمین

بار مشتری و مقادیر اندازه‌گیری واقعی با وزنی مانند خطاها مدل شده‌اند. این مقاله مفهوم نتایج غیرقطعی برای تخمین حالت توزیع را معرفی و تحلیل می‌کند. نتایج غیرقطعی یک جنبه مهم از تخمین حالت را نشان می‌دهد. محل قرار گرفتن دستگاه‌های اندازه‌گیری و دقت اندازه‌گیری بر نتایج تخمین حالت و دیگر پارامترهای سیستم که بر انحراف حالت سیستم تأثیر می‌گذارد نیز بررسی شده‌اند.

وقتی ولتاژ باس با انحراف تخمین مربوطه ترکیب می‌شود، ممکن است معیار کاهش ولتاژ از حد مجاز تجاوز کند که این اتفاق در پخش بارهای قطعی اتفاق نمی‌افتد. انحراف معیار تخمین زده سیستم با عوامل زیادی از جمله همبستگی خطای بار، وجود اندازه‌گیری‌های بلادرنگ، خطاهای اندازه‌گیری‌های کاذب و محل قرار گرفتن دستگاه‌های اندازه‌گیری تحت تأثیر قرار می‌گیرد. با در نظر گرفتن محل صحیح برای اندازه‌گیری‌های بلادرنگ کیفیت تخمین حالت توزیع افزایش می‌یابد. با تخمین دقیق‌تر بار، دقت تخمین حالت به طرز چشم‌گیری افزایش می‌یابد. اندازه ولتاژ باس‌ها با اندازه‌های پخش بار خط برای افزایش دقت تخمین جایگزین می‌شود.

در مرجع [20] یک روش مقاوم برای حل قیود تساوی مسئله تخمین حالت ارائه می‌دهد. این روش به صورت یک مسئله حداقل مربعات وزن‌دار با قیود تساوی بر اساس ضرب‌کننده لاگرانژ فرمول‌بندی شده‌است. به طور معمول این مسئله با روش تکرار با قیود تساوی و معادلات نرمال حل می‌شود، اما ماتریس بهره مثبت معین نیست و برای پردازش در روش حذفی گوس داده‌های بیشتری برای حل مسئله مورد نیاز است. در این روش، ماتریس بهره مثبت معین فرمول‌بندی شده به نحوی که ماتریس خلوتی به دست بیاید.

امروزه به یکپارچه کردن سیستم توزیع با DGها توجه زیادی شده است. برای بررسی عملکرد سیستم در حضور DGها ابزارهای جدیدی نیاز است. در مرجع [21] روشی برای پخش بار تطبیقی بر اساس روش جبرانی در سیستم توزیع شامل بارهای غیرخطی سه‌فاز، خطوط سه‌فاز، خازن‌ها، ترانسفورماتورهای سه‌فاز و واحدهای DG سه‌فاز ارائه داده‌اند. خواص عددی روش پخش بار جبرانی در شرایط مختلف

مانند وجود بارهای نامتعادل، افزایش ناگهانی بار یک فاز، تعداد گره‌های ژنراتوری و ... آنالیز شده و بر این اساس روش پخش بار تطبیقی جبرانی ارائه شده است. این روش، روشی سریع و قابل اعتماد است و دقت کافی را نیز دارد و برای شبیه‌سازی‌های دینامیک کند در شبکه توزیع مناسب است.

با توسعه خودکارسازی در سیستم توزیع، دستگاه‌های کنترل نظارتی و دریافت داده (اسکادا) زیادی در شبکه توزیع نصب شده‌اند. همچنین سیستم مدیریت توزیع پیشرفت کرده است و شامل دستگاه‌های پیچیده زیادی است. به دلیل اضافه شدن این دستگاه‌ها به شبکه توزیع، ضرورت استفاده از تخمین حالت بیشتر شده است. در مرجع [9] الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز بر پایه جریان شاخه برای شبکه توزیع ارائه داده‌اند. این روش اندازه و زاویه جریان شاخه را به عنوان متغیر حالت می‌گیرد و سه‌فاز را مجزا می‌کند تا سرعت محاسبات بالا برود. چون تعداد اندازه‌گیری‌های بلادرنگ محدود است تخمین‌گر حالت نمی‌تواند تعداد کافی اندازه‌گیری بلادرنگ برای همگرایی به دست بیاورد، بنابراین از اندازه‌گیری‌های کاذب استفاده می‌کند. تخمین‌گر بار در هر گره از سیستم، اندازه‌گیری‌های از راه دور را به عنوان داده‌های اندازه‌گیری کاذب در نظر می‌گیرد. مکان اندازه‌گیرها نیز در این روش اهمیت دارد و بر دقت اندازه‌گیری تأثیر می‌گذارد. هدف این روش به دست آوردن یک وضعیت کلی از حالت شبکه توزیع با دقت هر چه بیشتر با استفاده از اطلاعات موجود در سیستم است.

در مرجع [12] یک شیوه برای مدل کردن ترانسفورماتورهای سه‌فاز در محاسبات پخش بار سیستم توزیع به ویژه وقتی که یکتایی ماتریس توسط پیکربندی ترانسفورماتور به وجود می‌آید، ارائه داده‌اند. مطالعات نشان می‌دهد که یکتایی فقط در زیرماتریس‌های ادمیتانس ترانسفورماتور و فقط در پیکربندی ترانسفورماتورهای خاصی وجود دارد. روشی که در اینجا ارائه شده است می‌تواند معادلات ولتاژ/جریان الگوریتم جاروب عقب و جلو برای پیکربندی‌های مختلفی از ترانسفورماتورها بدون توجه به اینکه زیرماتریس‌های ماتریس ادمیتانس یکتا هستند یا خیر را حل کند. وقتی یکتایی رخ می‌دهد، ولتاژ توالی صفر ثابت است و همچنین ولتاژ فاز، مؤلفه توالی صفر دارد و می‌تواند در روش جاروب جلو و عقب

استفاده شود. با توجه به این یافته‌ها، این روش ولتاژهای توالی صفر و غیرصفر را در روش جاروب عقب و جلو صرف نظر از نوع پیکربندی ترانسفورماتور برای اجتناب از مشکلات ناشی از یکتایی ماتریس از هم جدا می‌کند. برای سمت ثانویه ولتاژ توالی صفر در طی رفت و برگشت نمی‌تواند تغییر کند. نتایج مقایسه این روش با روش‌های دیگر نشان می‌دهد که این روش بسیار معتبر است.

الگوریتم‌های موجود برای شبکه انتقال، با توجه به ویژگی‌های شبکه توزیع تغییر داده شده‌اند. در مرجع [2] یک چارچوب آماری برای تشخیص سازگاری روش‌های مختلف تخمین حالت با شبکه توزیع ارائه داده‌اند. بررسی روش‌های مختلف تخمین حالت نشان داد که روش‌های تخمین حداقل قدرمطلق وزن - دار⁶ (Wlav) و روش اسچویر هابر⁷ (SHMS) برای شبکه توزیع مناسب نیستند و نیاز به اصلاحات زیادی دارند اما با اجرای روش WLS بر روی سیستم توزیع نشان داده شد که این روش مناسب است. اگر ویژگی‌های نویز⁸ موجود باشد این روش به خوبی پاسخ می‌دهد در غیر این صورت باید از روش‌های دیگر استفاده کنیم. با رشد خودکارسازی در شبکه توزیع، قطعاً در آینده روش‌های بهتری ارائه خواهد شد اما هر کدام از این روش‌ها باید یک سری معیارهای آماری را ارضا کند تا کیفیت لازم را داشته باشد، که این معیارهای آماری برای الگوریتم تخمین حالت ذکر شده است.

واحدهای تولید پراکنده (DG) در مطالعات پخش بار در سیستم توزیع عموماً به صورت گره‌های PV یا PQ مدل می‌شوند. برای مدل‌سازی صحیح DG باید نحوه اتصال به شبکه و نوع واحد مشخص باشد. در مرجع [22] جدولی از انواع واحدهای DG ارائه می‌دهند. همچنین روشی برای پخش بار نامتعادل در شبکه توزیع شعاعی با در نظر گرفتن واحدهای DG بر اساس روش جمع توان در روش جاروب جلو و عقب بیان می‌کنند. این روش بسیار سریع و ساده است و می‌تواند واحدهای DG را به هر دو صورت PV و PQ در نظر بگیرد. در مقایسه با روش تحلیل جریان این روش بسیار ساده است زیرا توان اکتیو و

⁶ Weighted least absolute value estimator

⁷ Schweppe Hubbergeneralised M Stimator

⁸ Noise

راکتیو را به عنوان متغیر در نظر می‌گیرد و قید توان راکتیو ژنراتورها در گره‌های PV را به طور متناوب بررسی می‌کند اما روش قبلی از متغیر جریان که مختلط است استفاده می‌کرد.

وقتی انرژی اولیه DG توسط ماشین الکتریکی که مستقیماً به شبکه متصل است به شبکه تزریق می‌شود نحوه بهره‌برداری از DG است، که مدل DG برای پخش بار را مشخص می‌کند اما وقتی انرژی توسط ماشین الکتریکی که به ادوات الکترونیک قدرت متصل است یا DG مستقیماً به ادوات الکترونیک قدرت وصل است به شبکه تزریق می‌شود ویژگی‌های مدار کنترلی خط اتصال مدل DG را مشخص می‌کند.

در مرجع [6] روشی برای تخمین حالت سه‌فاز در سیستم توزیع ارائه داده‌اند که می‌تواند تعداد زیادی از اندازه‌گیرهای جریان و ولتاژ را در نظر بگیرد. در این روش، توان ارسالی از انتهای شاخه و مربع اندازه جریان به عنوان متغیر حالت در نظر گرفته می‌شوند. بنابراین تابع اندازه‌گیری‌های ولتاژ و جریان بسیار ساده می‌شوند و نیازی به تبدیل نیست. همچنین یک روش تخمین حالت مقاوم که می‌تواند داده‌های بد را شناسایی کرده و نادیده بگیرد، ارائه می‌شود. با توجه به محدودیت فضا برای نصب اندازه‌گیرها در شهر، داده‌های بلادرنگ کمی برای توان و ولتاژ وجود دارد. آنالیزهای مشاهده‌پذیری نشان می‌دهد که این روش می‌تواند در شبکه توزیع با تعداد محدودی اندازه‌گیر نیز عملکرد خوبی داشته باشد.

در مرجع [23] روش جدیدی برای محاسبه جریان در هر شاخه و الگوریتم تخمین حالت بر WLS برای شبکه توزیع سه‌فاز دارای واحدهای تولید پراکنده ارائه داده‌اند. این الگوریتم در مقایسه با تخمین حالت استاندارد بر پایه WLS نتایج تخمینی نزدیک‌تری به اندازه‌گیری‌های بلادرنگ داشت. فرمول‌بندی مسئله با کمک ویژگی‌های شبکه توزیع ساده‌سازی شده است. بارهای کنترل نشده یا به صورت جزئی کنترل شده، از پروفیل نرمالیزه شده بار روزانه تخمین زده می‌شوند و با وزن کمتر در نظر گرفته می‌شوند. توان ورودی واحدها توسط ورودی‌های خارجی مانند باد، نور خورشید و شدت جریان آب و ... (بسته به نوع واحد DG) یا توسط پروفیل نرمالیزه شده تولید روزانه محاسبه می‌شوند. اندازه‌گیری‌های

کاذب که توسط بار/تولید اولیه محاسبه شده‌اند به روز می‌شوند تا داده‌های دقیق‌تری به دست بیاید. مزایای این روش به شرح زیر است:

1- مشکل کمبود داده‌های ورودی و عدم قطعیت داده‌ها در شبکه توزیع با استفاده از اندازه‌گیری‌های کاذب و اندازه‌گیری‌های مجازی حل شده‌است.

2- مشخصه‌های انواع واحدهای DG براساس تکنولوژی و در دسترس بودن اندازه‌گیری‌های بلادرنگ نشان داده شده است.

3- نتایج محاسبه بار صحیح فرض نمی‌شود و مرتباً به‌روز می‌شود.

4- در این الگوریتم هیچ محدودیتی برای ابعاد شبکه توزیع، میزان بار، واحدهای DG، تعداد و نوع داده‌های ورودی وجود ندارد.

5- الگوریتم مقاوم است چون می‌تواند برای هر سطحی از داده و اندازه‌گیری‌های بلادرنگ و خودکارسازی در شبکه توزیع استفاده شود.

بسیاری از شهرهای بزرگ شبکه توزیع و انتقال ترکیبی دارند اما در مطالعات تخمین حالت این دو به صورت جدا در نظر گرفته شده‌اند. در مرجع [17] شبکه متعادل انتقال و نامتعادل توزیع را به صورت یکجا در نظر گرفته‌اند و یک روش تکراری برای حل آن در مقیاس بزرگ ارائه داده‌اند. در این روش مسئله به دو بخش تخمین حالت شبکه انتقال متعادل و تعدادی شبکه توزیع نامتعادل کوچک تقسیم می‌شود. برای یکسان‌سازی ویژگی‌های متفاوت شبکه انتقال متعادل و توزیع نامتعادل، هر زیرمسئله را می‌توانیم با الگوریتم‌های مختلف حل کنیم. این روش روی شبکه‌های زیادی تست شده است و دقت، همگرایی و قابلیت اطمینان این روش نشان داده شده است.

در مرجع [13] یک روش برای پخش بار در شبکه توزیع ارائه می‌دهند. از یک ماتریس تبدیل که مستقیماً جریان شاخه در شبکه شعاعی را به دست می‌آورد، استفاده می‌کند. ترکیب این ماتریس انتقال با روش جاروب عقب و جلو شیوه‌ای جدید برای پخش بار ارائه می‌دهد که سریع‌تر است و نیازی به

اطلاعات شبکه یا شماره‌گذاری مجدد ندارد. این روش زمانی که یکی از خطوط از شبکه خارج شود نیز دچار مشکل نمی‌شود. مزایای این روش در هر تحلیلی از سیستم توزیع شعاعی که از روش جاروب جلو و عقب استفاده می‌کند، دیده می‌شود.

الگوریتم جدیدی برای تخمین حالت در شبکه توزیع با کمک تئوری چرخه هامیلتونان⁹ در مرجع [24] ارائه شده است به طوری که با سرعت بالایی می‌توان به حالت سیستم دست پیدا کرد. در این الگوریتم نیازی به مدل‌های احتمالاتی برای بارهای اندازه‌گیری شده نبوده و شبکه فشار قوی و فشار متوسط در کنار هم، در نظر گرفته شده‌اند. نتایج ارائه شده در مقاله نشان داده است که افزایش میزان نویز تأثیر بسیار کمی بر خروجی تخمین حالت داشته و با وجود ایجاد خطا و کاهش 15% اندازه‌گیری‌ها، این روش هنوز با خطای کمی کار می‌کند، که این یکی از نیازهای شبکه هوشمند با وجود یکپارچه‌سازی سیستم قدرت و مخابرات می‌باشد.

3-1 اهداف تحقیق

تخمین حالت، تخصیص مقدار به یک متغیر حالت نامعلوم سیستم بر طبق معیاری خاص است که با استفاده از اندازه‌گیری‌های انجام شده از آن سیستم، ارائه می‌شود. معمولاً تعداد کمیت‌های اندازه‌گیری شده بیشتر یا کمتر از متغیرهای حالت است لذا با استفاده از عمل تخمین حالت سیستم، مقادیر واقعی متغیرهای حالت، تخمین زده می‌شود. حتی خود کمیت‌های اندازه‌گیری شده با استفاده از تخمین حالت قابلیت تصحیح دارند.

شبکه توزیع یکی از پیچیده‌ترین شبکه‌ها در سیستم قدرت است. اخیراً با حضور واحدهای تولید پراکنده، پاسخگویی بار و خودروهای الکتریکی به پیچیدگی شبکه توزیع افزوده شده است. شبکه توزیع، برق را به دست مصرف‌کننده می‌رساند، پس بهره‌وری و قابلیت اطمینان آن بسیار اهمیت دارد و در نتیجه

⁹ Hamiltonian cycle

انجام تحقیقات بر روی شبکه توزیع ضروری است. شبکه‌های توزیع فیدرهای شعاعی، کوتاه و ترانسپوز نشده با نسبت R/X بالایی دارند که می‌توانند تک‌فاز و یا سه‌فاز باشند. پس شبکه توزیع نامتعادلی زیادی دارد. حتی اگر شبکه توزیع متعادل باشد خطاهای نامتقارن، عدم تعادل را ایجاد می‌کند بنابراین باید از مدلی در شبکه استفاده شود که در شرایط نامتعادل قادر به تخمین حالت سیستم باشد. پس با توجه به نامتعادل بودن شبکه توزیع روش حداقل مربعات وزن دار مجزا شده قابل استفاده نیست.

مرجع [32]، الگوریتمی برای تخمین حالت سه‌فاز شبکه توزیع نامتعادل ارائه می‌دهد. این الگوریتم انواع مختلفی از ترانسفورماتورهای سه‌فاز، خطوط، بارها و واحدهای تولید پراکنده را در نظر گرفته است. در این روش، الگوریتم حداقل مربعات وزن دار بهبودیافته برای تخمین حالت سه‌فاز بیان می‌شود. مدل اجزای سه‌فاز برای مشخصه‌های مختلفی از ترانسفورماتورها (باتوجه به اتصالات سیم‌پیچ آن‌ها)، خطوط (سه یا چهار سیمه)، بارها (وابسته به ولتاژ ستاره زمین شده یا نشده و یا مثلث زمین نشده)، واحدهای تولید پراکنده (ژنراتور سنکرون، ژنراتور القایی) نیز ارائه شده است.

مدل‌سازی صحیح واحدهای تولید پراکنده (DG) (از قبیل نحوه اتصال و نوع DG) برای تخمین تلفات و تفاوت بین متغیرهای ورودی و خروجی (ولتاژ و توان اکتیو و راکتیو) اهمیت دارد.

با توجه به مدل دقیق ارائه شده از اجزای شبکه از جمله خط و ترانس و همچنین تولیدات پراکنده (DG) که در مرجع [32] صورت گرفته است، تخمین حالت نسبتاً دقیقی که تفاوت کمی با خروجی پخش بار از خود نشان می‌دهد به دست می‌آید و در واقع مدل دقیق‌تری از تخمین حالت نامتقارن ارائه شده است. در واقع برای تخمین حالت سه‌فاز از بررسی جداگانه فازها استفاده شده است.

در این تحقیق مدل پیشنهادی توسط مرجع [32] بر روی یک شبکه نمونه، شبیه‌سازی و اجرا می‌شود و با تغییر در میزان ورودی، تأثیر این تغییرات در خروجی بررسی و میزان اعتبار نتایج آن سنجیده

می‌شود و سپس با تعریف یک شاخص برای بررسی میزان مقاوم¹⁰ بودن الگوریتم و اعمال شاخص پیشنهادی بر الگوریتم ارائه شده، میزان مقاوم بودن الگوریتم آزمایش می‌شود.

¹⁰ Robust

فصل دوم

تخمین حالت به روش حداقل

مربعات

2-1 مقدمه

تخمین حالت، روشی برای به دست آوردن فازور ولتاژ در تمام باس‌های سیستم در زمان مورد نظر است.

2-2 تخمین حداکثر تشابهات

هدف تخمین حالت، تعیین محتمل‌ترین حالت‌های سیستم بر اساس مقادیر اندازه‌گیری شده می‌باشد. در تخمین حداکثر تشابهات که یکی از روش‌های پرکاربرد در علم آمار است خطاهای اندازه‌گیری با توزیع نرمالی با پارامترهای توزیع میانگین μ و واریانس σ^2 در نظر گرفته می‌شود و تابع چگالی احتمال مشترک بر حسب این پارامترها نوشته می‌شود. تابع بدست آمده تابع شباهت است که حداکثر مقدار خود را زمانی می‌گیرد که پارامترهای آن نزدیک‌ترین مقدار به مقادیر واقعی را داشته باشند. پس یک مسئله بهینه‌سازی که هدف آن رسیدن به حداکثر تابع شباهت است به وجود می‌آید. پاسخ، تخمین حداکثر تشابهات را برای پارامترهای مورد نظر ارائه می‌دهد.

تابع چگالی احتمال نرمال برای یک متغیر تصادفی z به صورت زیر تعریف می‌شود [1]:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{z-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad (1-2)$$

که:

z : متغیر تصادفی

μ : میانگین (امید ریاضی) متغیر $z = E(z)$

σ : انحراف معیار z

تابع $f(z)$ شکل خودش را بر حسب پارامترهای μ و σ تغییر می‌دهد.

2-3 تخمین حداقل مربعات وزن دار [1]

فرض کنید که مقادیر اندازه‌گیری توسط بردار Z داده شده باشد:

$$z = \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ h_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ h_m(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \\ \vdots \\ e_m \end{bmatrix} = h(x) + e \quad (2-2)$$

که:

$$h^T = [h_1(x), h_2(x), \dots, h_m(x)] \quad (3-2)$$

$h_1(x)$: تابع غیرخطی مقدار اندازه‌گیری i در بردار حالت x

$$x^T = [x_1, x_2, \dots, x_m]$$

$$e^T = [e_1, e_2, \dots, e_m]$$

فرضیات زیر معمولاً بدون توجه به خواص آماری خطاهای اندازه‌گیری در نظر گرفته می‌شود:

$$E(e_i) = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad \cdot$$

$$E[e_i, e_j] = 0 \quad \text{یعنی خطاهای اندازه‌گیری مستقل هستند,} \quad \cdot$$

$$\text{cov}(e) = E[e \cdot e^T] = R = \text{diag}\{\sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_m^2\}$$

انحراف معیار استاندارد σ_i هر دستگاه اندازه‌گیری i برای انعکاس دقت متناظر با دستگاه مذکور محاسبه می‌شود.

تخمین گر WLS تابع هدف زیر را حداقل می‌کند:

$$J(x) = \sum_{i=1}^m \frac{(z_i - h_i(x))^2}{R_{ii}} = [z - h(x)]^T R^{-1} [z - h(x)] \quad (4-2)$$

در کمینه، شرایط بهینه‌گی مرتبه اول ارضا خواهد شد. این موضوع را در فرم فشرده زیر می‌توان نشان

داد:

$$g(x) = \frac{\partial J(x)}{\partial x} = -H^T(x)R^{-1}[z - h(x)] = 0 \quad (5-2)$$

در این رابطه

$$H(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right] \quad (6-2)$$

با بسط تابع غیرخطی $g(x)$ با استفاده از بسط تیلور حول بردار حالت x^k خواهیم داشت:

$$g(x) = g(x^k) + G(x^k)(x - x^k) + \dots = 0 \quad (7-2)$$

با حذف جملات مراتب بالا به یک روش حل تکراری به نام گاوس نیوتون می‌رسیم که به صورت زیر بیان می‌شود:

$$x^{k+1} = x^k - [G(x^k)]^{-1} \cdot g(x^k) \quad (8-2)$$

در این رابطه داریم:

شاخص تکرار $k =$

بردار پاسخ در تکرار $x^k = k$

$$G(x^k) = \frac{\partial g(x^k)}{\partial x} = H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot H(x^k) \quad (9-2)$$

$$g(x^k) = -H^T(x^k) \cdot R^{-1} \cdot (z - h(x^k)) \quad (10-2)$$

در این رابطه $G(x)$ ماتریس گین نامیده می‌شود. که با دنبال کردن یک دسته از معادلات خطی خلوت و با روش بازگشتی و جایگزینی در هر تکرار K قابل محاسبه خواهد بود:

$$[G(x^k)]\Delta x^{k+1} = H^T(x^k)R^{-1}[z - h(x^k)] \quad (11-2)$$

در این رابطه $\Delta x^{k+1} = x^{k+1} - x^k$ است.

تخمین حالت WLS شامل حل تکراری معادلات نرمال معادله (2-17) است. یک حدس اولیه برای بردار حالت x^0 زده می‌شود. در مسائل پخش بار این حدس متناظر با پروفیل ولتاژ است در حالی که ولتاژ تمام باس‌ها در حدود 1 پریونیت و همفاز با یکدیگر در نظر گرفته می‌شود.

روش تکراری حل الگوریتم مساله تخمین حالت WLS به این صورت بیان می‌شود:

- 1- شاخص تکرار k را برابر صفر قرار دهید.
- 2- بردار حالت x^k را مقداردهی اولیه کنید.
- 3- ماتریس گین $G(x^k)$ را محاسبه کنید.
- 4- عبارت سمت راست عبارت $t^k = H(x^k)^T R^{-1} [z - h(x^k)]$ را محاسبه کنید.
- 5- $G(x^k)$ را تجزیه کرده و Δx^k را حل کنید.
- 6- بررسی کنید که رابطه $\max |\Delta x^k| \leq \varepsilon$ است.
- 7- در صورت برقرار نبودن شرط فوق $x^{k+1} = x^k + \Delta x^k$ $k = k + 1$ قرار داده و به مرحله 3 بازگردید. در غیر این صورت الگوریتم خاتمه می‌یابد.

الگوریتم فوق شامل محاسبات اساسی زیر در هر تکرار k می‌باشد.

1- محاسبه سمت راست معادله (11-2)

(a) محاسبه تابع اندازه‌گیری $h(x^k)$

(b) تشکیل ماتریس ژاکوبین $H(x^k)$

2- محاسبه $G(x^k)$ و حل معادله (12-2)

(a) تشکیل ماتریس گین $G(x^k)$

(b) تجزیه $G(x^k)$ به فاکتورهای چولسکی

(c) استفاده از روش بازگشتی و جایگزینی برای حل Δx^{k+1}

2-3-1 تابع اندازه‌گیری $h(x^k)$

معمولاً در شبکه قدرت توان انتقالی خطوط، توان تزریقی باس‌ها، اندازه ولتاژ باس‌ها و اندازه جریان خطوط اندازه‌گیری می‌شود. هنگامی که از مختصات قطبی برای یک سیستم N باسه استفاده می‌شود بردار متغیرهای حالت شامل $(2N - 1)$ المان خواهد بود، N اندازه ولتاژ و $(N-1)$ زاویه فاز، در این

حالت زاویه فاز باس مرجع، برابر یک مقدار دلخواه مانند صفر است. بردار حالت x با انتخاب باس 1 به عنوان باس مرجع به صورت زیر خواهد بود:

$$x^T = [\theta_2 \theta_3 \dots \theta_N V_1 V_2 \dots V_N] \quad (12-2)$$

با فرض آنکه به طور معمول مدل π برای شاخه‌های شبکه (شکل (5-2)) در نظر گرفته شود، روابط دستگاه اندازه‌گیری را به صورت زیر بیان می‌شود:

• توان اکتیو و راکتیو تزریقی در باس i :

$$P_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (13-2)$$

$$Q_i = V_i \sum_{j \in N_i} V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (14-2)$$

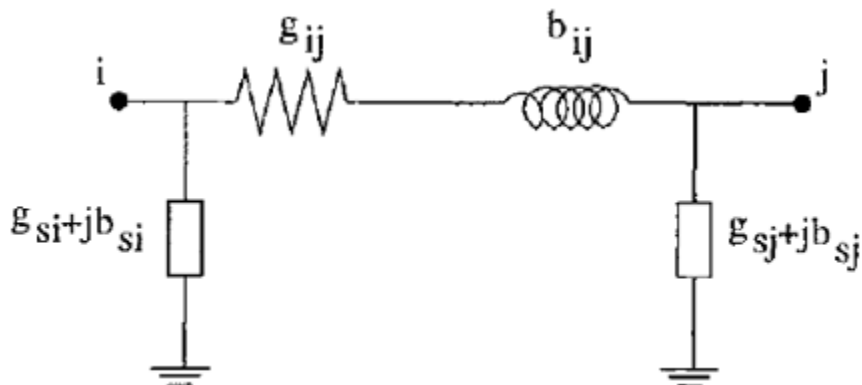
• توان اکتیو و راکتیو تزریقی از باس i به باس j :

$$P_{ij} = V_i^2 (g_{si} + g_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (15-2)$$

$$Q_{ij} = -V_i^2 (b_{si} + b_{ij}) - V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (16-2)$$

• اندازه جریان از باس i به باس j :

$$I_{ij} = \frac{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}{V_i} \quad (17-2)$$



شکل (1-2): مدل π شاخه‌های شبکه [1]

و یا با صرف نظر از ادمیتانس $(g_{si} + jb_{si})$ داریم:

$$I_{ij} = \sqrt{(g_{ij}^2 + b_{ij}^2)(V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij})} \quad (18-2)$$

در این روابط:

V_i و θ_i اندازه و زاویه فاز ولتاژ در باس i است.

$$\theta_{ij} = \theta_i - \theta_j \quad (19-2)$$

$G_{si} + jB_{si}$ ، i امین المان مختلط ماتریس است.

$g_{ij} + jb_{ij}$ ، ادمیتانس سری بین شاخه باس i و j است.

$g_{sj} + jb_{sj}$ ، ادمیتانس موازی متصل در باس i شکل (5-2) است.

N_i مجموعه شماره باس‌هایی است که مستقیماً به باس i متصل شده‌اند.

2-3-2 اندازه‌گیری ژاکوبین H

ساختار اندازه‌گیری ژاکوبین H به صورت زیر است:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial P_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{inj}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{inj}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q_{flow}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{flow}}{\partial V} \\ \frac{\partial Imag}{\partial \theta} & \frac{\partial Imag}{\partial V} \\ \mathbf{0} & \frac{\partial V_{mag}}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (20-2)$$

توضیح هر یک از المان‌ها به صورت زیر می‌باشد:

• المان‌های متناظر با توان اکتیو تزریقی:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (-G_{ij} \sin \theta_{ij} + B_{ij} \cos \theta_{ij}) - V_i^2 B_{ii} \quad (21-2)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (22-2)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii} \quad (23-2)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (24-2)$$

• المان‌های متناظر با توان راکتیو تزریقی:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} = \sum_{j=1}^N V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) - V_i^2 G_{ii} \quad (25-2)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j (-G_{ij} \cos \theta_{ij} - B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (26-2)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \sum_{j=1}^N V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) + V_i G_{ii} \quad (27-2)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = V_i (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (28-2)$$

• المان‌های متناظر با توان حقیقی:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_i} = V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (29-2)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (30-2)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) + 2(g_{ij} + g_{si}) V_i \quad (31-2)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial V_j} = -V_i (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (32-2)$$

• المان‌های متناظر با توان راکتیو:

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_i} = -V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (33-2)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta_j} = V_i V_j (g_{ij} \cos \theta_{ij} + b_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (34-2)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_i} = -V_j (g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) - 2V_i (b_{ij} + b_{si}) \quad (35-2)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial V_j} = -V_i(g_{ij} \sin \theta_{ij} - b_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (36-2)$$

• المان‌های متناظر با اندازه ولتاژ:

$$\frac{\partial V_i}{\partial V_i} = 1, \frac{\partial V_i}{\partial V_j} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_i} = 0, \frac{\partial V_i}{\partial \theta_j} = 0 \quad (37-2)$$

• المان‌های متناظر با اندازه جریان (با صرف نظر از ادمیتانس شاخه موازی):

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad (38-2)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial \theta_j} = -\frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} V_i V_j \sin \theta_{ij} \quad (39-2)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_i} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \quad (40-2)$$

$$\frac{\partial I_{ij}}{\partial V_j} = \frac{g_{ij}^2 + b_{ij}^2}{I_{ij}} (V_i - V_j \cos \theta_{ij}) \quad (41-2)$$

2-3-3-3 ماتریس گین G

ماتریس گین با استفاده از ژاکوبین اندازه‌گیری H و ماتریس کواریانس خطا R تشکیل می‌شود. ماتریس کواریانس یک ماتریس قطری است که مقادیر به دست آمده بر روی قطرهای آن قرار می‌گیرد. بنابراین داریم:

$$G(x^k) = H^T R^{-1} H \quad (42-2)$$

ژاکوبین اندازه‌گیری H و ماتریس کواریانس برای هر m اندازه‌گیری، به صورت زیر نشان داده می‌شود:

$$H = \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ \vdots \\ H_m \end{bmatrix}, R = \begin{bmatrix} R_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & R_{22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & R_{mm} \end{bmatrix}$$

بنابراین ماتریس گین G را می‌توان به صورت زیر بازنویسی کرد:

$$G = \sum_{i=1}^m H_i^T R_{ii}^{-1} H_i \quad (43-2)$$

فصل سوم

تخمین حالت در شبکه‌های

توزیع سه‌فاز نامتقارن

3-1 فرمول‌بندی تخمین حالت برای شبکه توزیع سه‌فاز

در این مدل، در هر باس 6 متغیر حالت اندازه ولتاژها V^a_i, V^b_i, V^c_i و زاویه ولتاژها $\theta^a_i, \theta^b_i, \theta^c_i$ وجود دارند. امروزه در سیستم توزیع قدرت اندازه‌گیری توان تزریقی در باس‌ها، پخش بار در خطوط، ولتاژ باس و جریان خط ممکن است. از این رو می‌تواند فرض شود که در سیستم، اندازه‌گیری‌های زیادی وجود دارد که می‌تواند سیستم را مشاهده‌پذیر کند.

3-1-1 داده‌های اندازه‌گیری

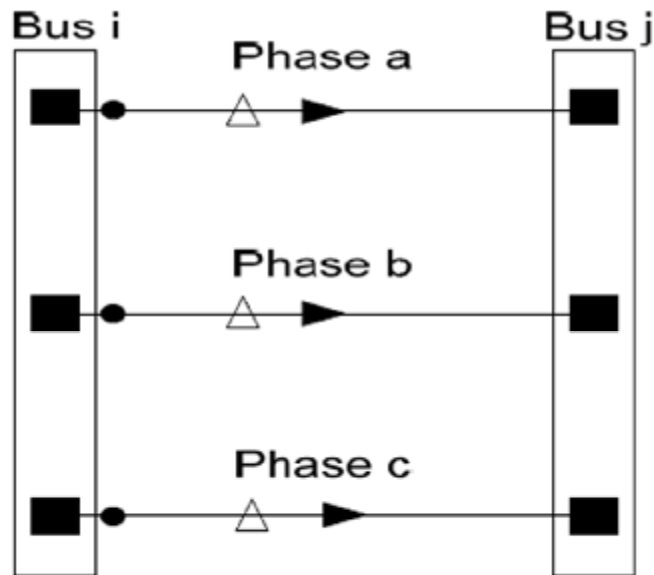
داده‌های اندازه‌گیری شده استفاده شده در این تحقیق به شرح زیر است:

- V_{abc} : ولتاژ سه‌فاز در تمام باس‌ها
- P_i : تزریق توان حقیقی در باس i ام (برنامه‌ریزی یا اندازه‌گیری شده)
- Q_i : تزریق توان غیرحقیقی در باس i ام (برنامه‌ریزی یا اندازه‌گیری شده)
- P_{ij} : جریان توان حقیقی از باس i ام به j ام
- Q_{ij} : جریان توان غیرحقیقی از باس i ام به j ام
- I_{ij} : جریان الکتریکی از باس i ام به j ام

همانطور که در شکل (3-1) نشان داده شده است، نماد ij بر روی خطوط سه‌فاز شماره دستگاه‌های اندازه‌گیری را نشان می‌دهد. مدل ریاضی مربوط به مقادیر اندازه‌گیری شده در بخش بعد آمده است.

3-1-2 مدل ریاضی

1- معادلات ولتاژ سه‌فاز در باس i ام به صورت زیر است:



- ولتاژ اندازه‌گیری شده
- توان مختلط اندازه‌گیری شده
- ▶ توان انتقالی اندازه‌گیری شده
- △ جریان الکتریکی اندازه‌گیری شده

شکل (1-3): علائم در اندازه‌گیری سه‌فاز

$$\begin{aligned}
 \text{a. } \widehat{V}_l^a &= V_l^a + e_{vi}^a \\
 \text{b. } \widehat{V}_l^b &= V_l^b + e_{vi}^b \\
 \text{c. } \widehat{V}_l^c &= V_l^c + e_{vi}^c
 \end{aligned} \tag{1-3}$$

2- تزریق توان حقیقی و غیرحقیقی سه‌فاز در باس i ام به صورت زیر ارائه می‌شود:

$$\widehat{P}_l^P = V_l^P \sum_{j=1}^n \sum_{m=1}^3 V_j^m [G_{ij}^{Pm} \cos(\theta_{ij}^{Pm}) + B_{ij}^{Pm} \sin(\theta_{ij}^{Pm})] + e_{Pi}^P \tag{2-3}$$

$$\widehat{Q}_l^P = V_l^P \sum_{j=1}^n \sum_{m=1}^3 V_j^m [G_{ij}^{Pm} \sin(\theta_{ij}^{Pm}) - B_{ij}^{Pm} \cos(\theta_{ij}^{Pm})] + e_{Qi}^P \tag{3-3}$$

3- جریان توان حقیقی و غیرحقیقی سه‌فاز از باس i ام به j ام به صورت زیر داده می‌شود:

$$\widehat{P}_{ij}^P = (V_i^P)^2 - V_i^P V_j^P (g_{ij}^P \cos \theta_{ij}^P + b_{ij}^P \sin \theta_{ij}^P) + e_{Pij}^P \quad (4-3)$$

$$\widehat{Q}_{ij}^P = -(V_i^P)^2 - V_i^P V_j^P (g_{ij}^P \sin \theta_{ij}^P - b_{ij}^P \cos \theta_{ij}^P) + e_{Qij}^P \quad (5-3)$$

4- جریان الکتریکی سه فاز در خط زلام به صورت زیر معرفی می‌شود:

$$\widehat{I}_{ij}^P = \sqrt{[(g_{ij}^P)^2 + (b_{ij}^P)^2] [(V_i^P)^2 + (V_j^P)^2 - 2V_i^P V_j^P \cos(\theta_{ij}^P)]} + e_{Iij}^P \quad (6-3)$$

3-1-3 تجزیه و تحلیل مشاهده‌پذیری بر اساس روش انتخاب اندازه‌گیری

یکی از فرض‌های اولیه این است که مقادیر اندازه‌گیری با توجه به پیشرفت سیستم خودکارسازی در سیستم توزیع در دسترس است که در نتیجه با وجود بردار مقادیر اندازه‌گیری کافی یا حتی بیشتر، همه شبکه مشاهده‌پذیر است و امکان دارد که ما بتوانیم تمام متغیرهای حالت را از الگوریتم تخمین حالت به دست آوریم. این را می‌توان با استفاده از رتبه ماتریس ژاکوبین محاسبه کرد و اگر رتبه ماتریس با تعداد متغیرهای حالت شناخته نشده برابر باشد سیستم کاملاً مشاهده‌پذیر است [25-26].

همانطور که ذکر شده است، نیاز به پردازش تمام داده‌های تمام واحدهای اندازه‌گیری‌ها نیست. بنابراین اندازه‌گیری‌هایی که زیاد مهم نیستند بدون کاهش مشاهده‌پذیری می‌توانند از الگوریتم تخمین حالت حذف شوند.

در ابتدا تمام واحدهای اندازه‌گیری بررسی می‌شود و یک مجموعه از اندازه‌گیری‌های از قبل مشاهده شده را بر مبنای عامل واریانس متر (V.F) و ضریب اهمیت اندازه‌گیری (I.F) انتخاب می‌کند.

اولین بررسی، تمام واحدهای اندازه‌گیری با واریانس کم و ضریب اهمیت زیاد را بررسی می‌کند. این کار با استفاده از تابع معیار انتخاب که در معادله (7-3) [25] ذکر شده است انجام می‌شود. تمام واحدهای اندازه‌گیری با ارزش زیاد در معیار انتخاب به صورت نزولی مرتب می‌شوند و برای مشاهده‌پذیری چک می‌شوند. اگر سیستم مشاهده‌پذیر باشد، برای اجرای تخمین حالت ادامه پیدا می‌کند. اگر سیستم مشاهده‌پذیر نباشد الگوریتم به عقب برمی‌گردد و از مرکز اندازه‌گیری، داده‌های جدیدی برمی‌دارد و به

مجموعه اضافه می‌کند و این کار را تا جایی که سیستم مشاهده‌پذیر شود ادامه می‌دهد. فلوجارت روش پیشنهادی در شکل (2-3) آمده است.

$$Selection\ criteria = I.F + \frac{1}{V.F} \quad (7-3)$$

3-1-4 روش مدل کردن بار برای تخمین حالت شبکه توزیع

مدل کردن بار در تخمین حالت در شبکه توزیع برای به دست آوردن مقادیر دقیق اهمیت زیادی دارد [27]. سه مدل از بارهای رایج که در شبکه توزیع استفاده می‌شود در نظر گرفتن بار به صورت امپدانس ثابت، جریان ثابت و توان ثابت است. این مدل‌های بار می‌توانند برای توان حقیقی و راکتیو تزریقی در باس بارها مدل شوند.

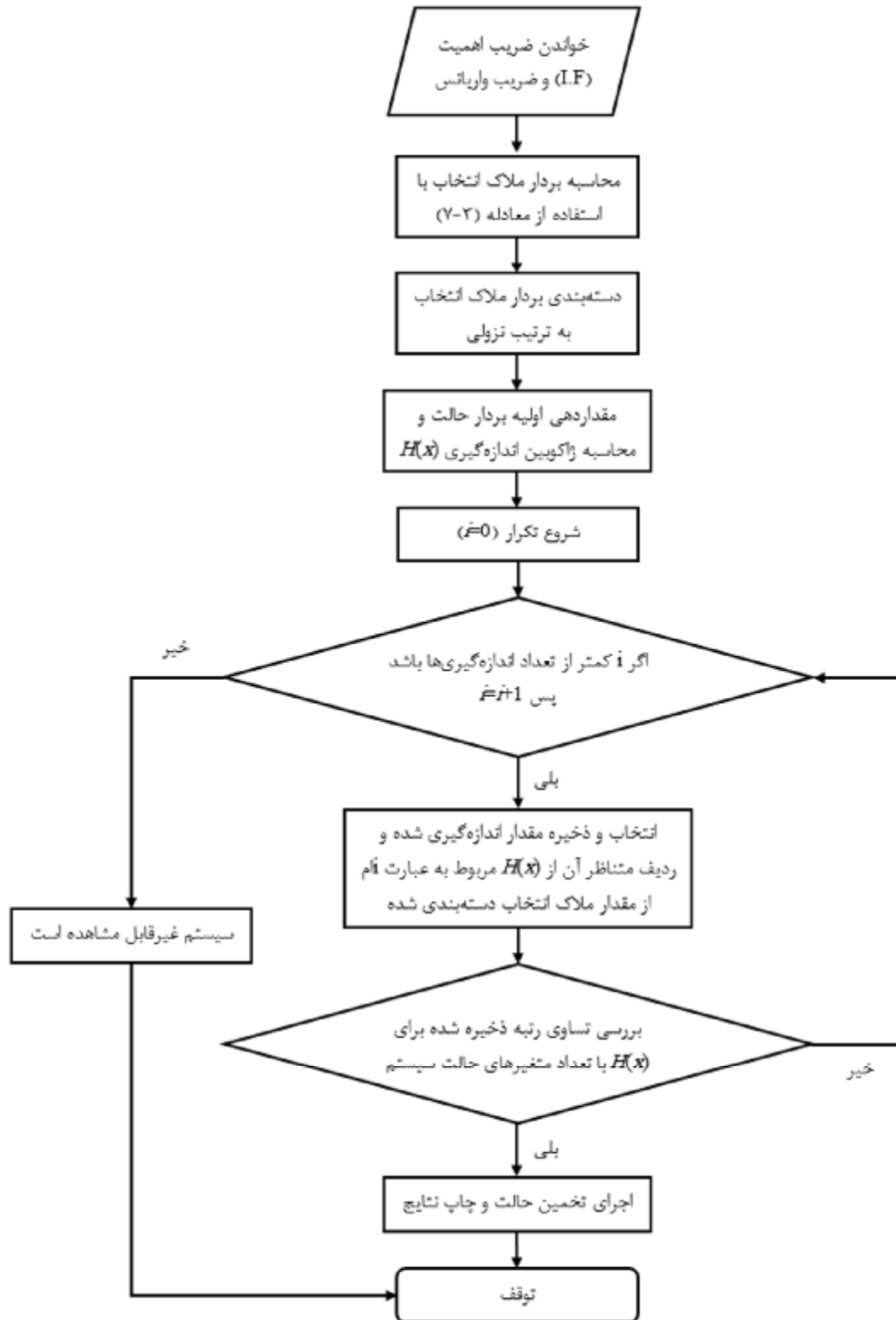
$$\begin{aligned} \text{a. } P_{i\ Zload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \cos(Z_\theta)) \\ \text{b. } Q_{i\ Zload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \sin(Z_\theta)) \end{aligned} \quad (8-3)$$

$$\begin{aligned} \text{a. } P_{i\ Iload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \cos(I_\theta)) \\ \text{b. } Q_{i\ Iload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \sin(I_\theta)) \end{aligned} \quad (9-3)$$

$$\begin{aligned} \text{a. } P_{i\ Pload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \cos(P_\theta)) \\ \text{b. } Q_{i\ Pload}^p &= |\widehat{S}_l^p| * (|V_i^2| \sin(P_\theta)) \end{aligned} \quad (10-3)$$

که در آن Z_θ ، I_θ و P_θ به ترتیب زاویه امپدانس، زاویه جریان الکتریکی و زاویه توان هستند.

اگر هر کدام از باس‌ها در سیستم توزیع شامل مدل باری که شامل هر سه نوع مدل ذکر شده برای بار است، باشد معادلات توان حقیقی و راکتیو به شکل زیر درمی‌آید:



شکل (2-3): دیاگرام تحلیل مشاهده‌پذیری [25]

$$\begin{aligned} \text{a. } P_i^p \text{ mixed}_{load} &= \%P_i^p \text{ Z}_{load} + \%P_i^p \text{ I}_{load} + \%P_i^p \text{ P}_{load} \\ \text{b. } Q_i^p \text{ mixed}_{load} &= \%Q_i^p \text{ Z}_{load} + \%Q_i^p \text{ I}_{load} + \%Q_i^p \text{ P}_{load} \end{aligned} \quad (11-3)$$

3-1-5 روش تکرار حل الگوریتم

روش تکرار برای حل الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز که شامل مشاهده‌پذیری، مدل‌سازی بار و روش WLS

است، به صورت زیر می‌باشد:

- 1- شروع شمارش تکرار و قراردادن صفر در متغیر k
- 2- مقداردهی اولیه متغیر حالت در شروع فرآیند
- 3- اجرای تحلیل مشاهده‌پذیری بر اساس نمودار I
- 4- مدل‌سازی تمام بارها با استفاده از معادلات (3-7) تا (3-10)
- 5- محاسبه بردار غیرخطی متناظر $(h(x^k))$ با استفاده از معادلات (3-1) تا (3-6)
- 6- حل ماتریس اندازه‌گیری ژاکوبین $(J = H(x^k) = \left[\frac{\partial h(x^k)}{\partial x} \right])$
- 7- تشکیل ماتریس خطای واریانس با توجه به معادله (3-8)
- 8- محاسبه ماتریس به دست آمده $G(x^k) = (H^T(x^k)R^{-1}H(x^k))$
- 9- محاسبه $H^T(x^k)R^{-1}(Z - h(x^k))$
- 10- حل $\Delta x = x^{k+1} - x^k = (G(x^k))^{-1} H^T(x^k)R^{-1}(Z - h(x^k))$
- 11- آزمون همگرایی $(\max(x^{k+1} - x^k) \leq \varepsilon)$
- 12- به‌روزرسانی در صورت نادرست بودن: $x^{k+1} = x^k + \Delta x, k = k + 1$ و رفتن به مرحله 5 و
- در غیر این صورت رفتن به مرحله 13
- 13- محاسبه باقیمانده‌ها و چاپ متغیرهای حالت
- 14- پایان

3-2 نحوه مدل سازی اجزای مختلف شبکه سه فاز

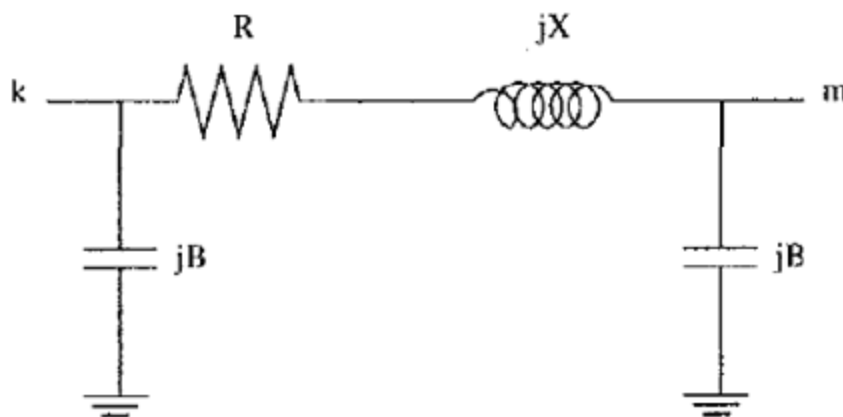
سیستم قدرت توزیع، نامتعادل است. هر سیستم نامتعادل را می توان به صورت سه سیستم متعادل توالی صفر، توالی مثبت و توالی منفی مدل کرد. نحوه مدل سازی تمامی اجزای شبکه در مرجع [1] ذکر شده است. در این بخش در ابتدا نحوه مدل سازی اجزای سیستم قدرت در شبکه متعادل بیان می شود و سپس به نحوه مدل سازی اجزا در شبکه سه فاز نامتعادل پرداخته می شود.

3-2-1 مدل سازی عناصر در سیستم متعادل

در شرایط متعادل، فرض می شود که بار تمام باس ها و توان تمام شاخه ها متعادل هستند، تمام خطوط انتقال ترنسیپوز شده اند و تمام وسایل سری و موازی دیگر به صورت متقارن در سه فاز قرار گرفته اند.

3-2-1-1 خطوط انتقال

خطوط انتقال توسط مدل π که پارامترهای آن متناظر با مدار معادل توالی مثبت خطوط انتقال می باشد، نمایش داده می شود و با مدار معادل شکل (3-3) مدل می شود.



شکل (3-3): مدار معادل یک خط انتقال [1]

3-1-2-2 ترانسفورماتور

ترانسفورماتورهایی که در محدوده تپ مجاز خود هستند را می‌توان توسط یک امپدانس سری با یک سلف ایده آل مدل کرد.

3-1-2-3 بارها و مولدها

بارها و مولدها توسط تزریق‌کننده‌های توان مختلط مدل می‌شود و بنابراین هیچ اثری در مدل شبکه به جز در مواردی که بارهای نوع امپدانس ثابت که شامل ادمیتانس موازی در باس‌های متناظر هستند، ندارند [1].

3-1-2-4 تشکیل مدل شبکه

مدل‌های عناصری که در بالا توصیف شدند را می‌توان برای تشکیل مدل شبکه برای کل سیستم به کار برد. این مدل با نوشتن مجموعه معادلات گره با اعمال قانون KCL در هر باس به دست می‌آید.

3-2-2 مدل‌سازی عناصر در سیستم نامتعادل

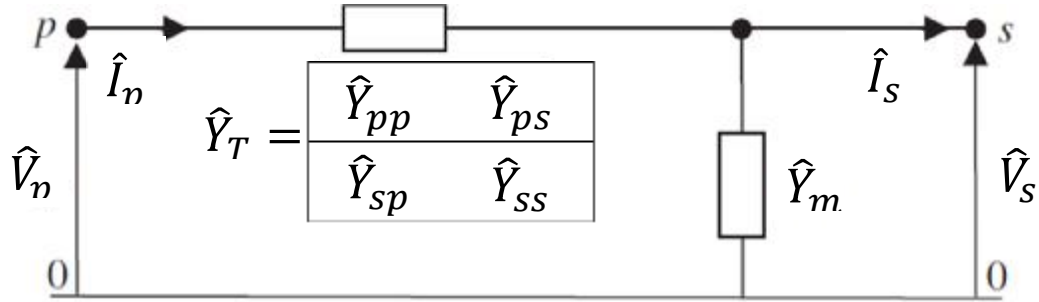
برای توصیف شبکه سه‌فاز توزیع، از فرم ادمیتانس استفاده شده است که به شکل زیر است:

$$\hat{I} = \hat{Y}_{BUS} \hat{V} \quad (12-3)$$

\hat{V} و \hat{I} بردار $3N$ بعدی ولتاژ و جریان هر فاز، N تعداد باس‌ها در شبکه توزیع و \hat{Y}_{BUS} ماتریس $3N \times 3N$ بعدی ادمیتانس است.

3-2-2-1 ترانسفورماتورها

مدل عمومی سه‌فاز ترانس در شکل (4-3) نشان داده شده است [11-12] و [32].



شکل (4-3): مدل عمومی ترانسفورماتور سه‌فاز [32]

رابطه V-T بین اولیه و ثانویه ترانسفورماتور در رابطه (13-3) آمده است.

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_p \\ \hat{I}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{Y}_{pp} & \hat{Y}_{ps} + \hat{Y}_m \\ \hat{Y}_{sp} & \hat{Y}_{ss} + \hat{Y}_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_p \\ \hat{V}_s \end{bmatrix} \quad (13-3)$$

که Y_{pp} ، Y_{ps} ، Y_{sp} و Y_{ss} زیر ماتریس‌های 3×3 هستند که در پیوست الف آمده‌اند و Y_m ماتریس 3×3

مغناطیس‌کنندگی است که به صورت زیر محاسبه می‌شود [19].

$$\hat{Y}_m = \widehat{A} Y_m^{012} \widehat{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 \\ -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & 2\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 \\ -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & -\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 & 2\hat{Y}_m^1 + \hat{Y}_m^0 \end{bmatrix} \quad (14-3)$$

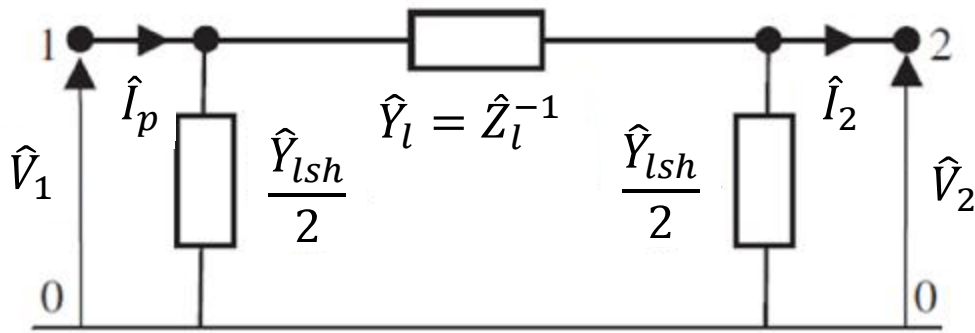
که A ماتریس تبدیل است و Y_m^{012} با $\text{diag}\{\hat{Y}_m^0, \hat{Y}_m^1, \hat{Y}_m^2\}$ برابر است. در این رابطه Y_m^1 admittانس

مغناطیس‌کنندگی تبدیل توالی مثبت با Y_m^2 admittانس متناظر توالی منفی برابر می‌باشد. همچنین Y_m^0

admittانس مغناطیس‌کنندگی تبدیل توالی صفر است.

3-2-2-2 خطوط

خطوط به شکل خطوط سه‌فاز چهار سیمه زمین شده با مدل π مدل شده است (شکل (3-5)) [32].



شکل (3-5): مدل خطی عمومی سه‌فاز [32]

رابطه ی V-I به شکل زیر است:

$$\begin{bmatrix} \hat{I}_1 \\ \hat{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{Y}_l + \hat{Y}_{lsh}/2 & -\hat{Y}_l \\ -\hat{Y}_l & \hat{Y}_l + \hat{Y}_{lsh}/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_1 \\ \hat{V}_2 \end{bmatrix} \quad (15-3)$$

$$\hat{Y}_l = \begin{bmatrix} \hat{Y}_{aa} & \hat{Y}_{ab} & \hat{Y}_{ac} \\ \hat{Y}_{ab} & \hat{Y}_{bb} & \hat{Y}_{bc} \\ \hat{Y}_{ac} & \hat{Y}_{bc} & \hat{Y}_{cc} \end{bmatrix} = \hat{Z}_l^{-1} = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} \\ \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} \\ \hat{Z}_{ac} & \hat{Z}_{bc} & \hat{Z}_{cc} \end{bmatrix}^{-1} \quad (16-3)$$

$Y_l(Z_l)$ ماتریس سه‌بعدی سه‌فاز سری ادمیتانس (امپدانس) و Y_{lsh} ماتریس ادمیتانس شنت است که نحوه محاسبه اجزای معادله (16-3) در مرجع [19] آمده است.

3-2-2-3 بارها

بارها به صورت ترکیبی از توان ثابت، جریان ثابت و ادمیتانس ثابت در نظر گرفته می‌شود. این بارها ممکن است به روش ستاره یا مثلث متصل شده باشند که نحوه مدل‌سازی بارهای ستاره زمین نشده و مثلث زمین نشده نیز مشابه مدل ستاره زمین شده است.

برای بارها V_L ولتاژ سه‌فاز ($\hat{V}_L = [\hat{V}_{La} \ \hat{V}_{Lb} \ \hat{V}_{Lc}]^T$) و I_L جریان سه‌فاز ($\hat{I}_L = [\hat{I}_{La} \ \hat{I}_{Lb} \ \hat{I}_{Lc}]^T$) و Y_L ماتریس ادمیتانس سه‌بعدی است.

* ستاره زمین شده:

کل بارهای متصل به شکل ستاره زمین شده می‌توانند به صورت ترکیبی از فاکتورهای زیر باشند:

$$(1) \text{ constant power: } \hat{S}_L = [\hat{S}_{La} \quad \hat{S}_{Lb} \quad \hat{S}_{Lc}]^T = \hat{I}_L^* \times \hat{V}_L \quad (17-3)$$

$$(2) \text{ constant current: } \hat{I}_L = [\hat{I}_{La} \quad \hat{I}_{Lb} \quad \hat{I}_{Lc}]^T \quad (18-3)$$

$$(3) \text{ constant admittance: } \hat{I}_L = \hat{Y}_L \hat{V}_L \quad (19-3)$$

مدل بارهای اکتیو و راکتیو برای فازهای a, b و c ترکیبی از توان ثابت، جریان ثابت و ادمیتانس ثابت است [32].

$$\begin{aligned} \hat{S}_{Lx} = & k_{PSx} P_{Lxn} + k_{Plx} \frac{V_{Lx}}{V_{Ln}} P_{Lxn} + k_{PYx} \left(\frac{V_{Lx}}{V_{Ln}} \right)^2 P_{Lxn} \\ & + j \left[k_{QSx} Q_{Lxn} + k_{Qlx} \frac{V_{Lx}}{V_{Ln}} Q_{Lxn} \right. \\ & \left. + k_{QYx} \left(\frac{V_{Lx}}{V_{Ln}} \right)^2 Q_{Lxn} \right]; \quad x = a, b, c \end{aligned} \quad (20-3)$$

که P_{Lxn} توان حقیقی و Q_{Lxn} توان راکتیو است و ضریب مشارکت برای توان اکتیو و راکتیو شروط زیر را ارضا می کند [21]:

$$k_{PSx} + k_{Plx} + k_{PYx} = 1.0; \quad k_{QSx} + k_{Qlx} + k_{QYx} = 1.0 \quad (21-3)$$

3-2-2-4 واحدهای تولید پراکنده (DG)

انواع مختلف واحدهای تولید پراکنده و روش های مختلف اتصال به شبکه در جدول (3-1) خلاصه شده است [22] و [28] و [32]. بر اساس این جدول مدل های زیر اتخاذ می شود:

* ژنراتور سنکرون (SG) با روتور استوانه ای:

ژنراتور سنکرون توسط مدار معادل نورتون¹ در شکل (3-6) مدل شده است [11] و [29] و [32].

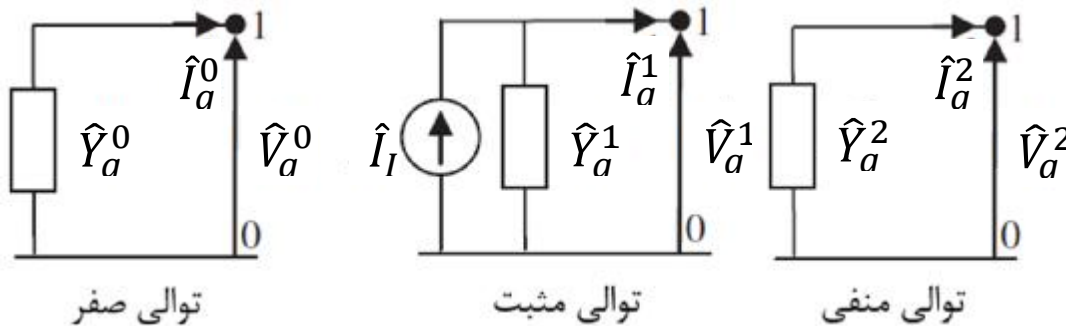
ادمیتانس های صفر، مثبت و منفی به شکل زیر هستند:

$$\hat{Y}_g^0 = 1/(\hat{Z}_g^0 + 3\hat{Z}_n); \quad \hat{Y}_g^1 = 1/\hat{Z}_g^1; \quad \hat{Y}_g^2 = 1/\hat{Z}_g^2 \quad (22-3)$$

¹ Norton

جدول (1-3): انواع واحدهای DG و روش اتصال آنها به شبکه [32]

روش اتصال	واحد DG
ژنراتور سنکرون (2SG) یا قطب‌های برجسته (اتصال به شبکه به صورت مستقیم)	هیدروتوربین‌ها در ابعاد کوچک و متوسط
ژنراتور القایی (3IG) (اتصال به شبکه به صورت مستقیم)	هیدروتوربین‌ها در ابعاد میکرو
ژنراتور القایی به صورت مضاعف تغذیه شده (اتصال به شبکه از طریق مبدل با منبع ولتاژ $^4(VSC)$)	توربین‌های بادی با سرعت‌های مختلف
ژنراتور القایی قفس سنجایی 5 (اتصال به شبکه به صورت مستقیم)	توربین‌های بادی با سرعت ثابت
VSC	سیستم‌های فتوولتائیک
ژنراتور سنکرون با روتور دوار و یا ژنراتور القایی (اتصال به شبکه به صورت مستقیم)	موتورهای احتراق داخلی
VSC	سلول‌های سوختی
ژنراتور سنکرون با روتور دوار (اتصال به شبکه به صورت مستقیم)	توربین‌های گازی
ژنراتور سنکرون دائمی مغناطیسی سرعت بالا (اتصال به شبکه از طریق VSC)	میکروتوربین‌ها



شکل (3-6): مدارهای معادل توالی نورتون مربوط به ژنراتور سنکرون با روتور استوانه‌ای [32]

که در آن Z_n امپدانس بین نقطه خنثی و زمین (ژنراتور سنکرون معمولاً توسط اتصال ستاره مستقیماً به زمین متصل می‌شود ($Z_n=0$) و Z_g^0 , Z_g^1 و Z_g^2 به ترتیب امپدانس توالی صفر، مثبت و منفی هستند.

مدل‌های توالی برای ژنراتور سنکرون به شکل زیر است:

$$\hat{I}_g^{012} = [0 \quad \hat{I}_l \quad 0]^T - \hat{Y}_g^{012} \hat{V}_g^{012} \quad (23-3)$$

² Synchronous generator

³ Induction generator

⁴ Voltage-sourced converter (VSC)

⁵ Squirrel cage IG

که در آن

$$\hat{I}_g^{012} = [\hat{I}_g^0 \quad \hat{I}_g^1 \quad \hat{I}_g^2]^T$$

$$\hat{Y}_g^{012} = \text{diag}\{\hat{Y}_g^0 \quad \hat{Y}_g^1 \quad \hat{Y}_g^2\}$$

$$\hat{V}_g^{012} = [\hat{V}_g^0 \quad \hat{V}_g^1 \quad \hat{V}_g^2]^T$$

با تبدیل مدل توالی (23-3) به تکفاز توسط ماتریس A مدل ژنراتور سنکرون سه فاز به دست می آید.

$$\widehat{AI}_g^{012} = \hat{A}[\mathbf{0} \quad \hat{I}_l \quad \mathbf{0}]^T - A\hat{Y}_g^{012}\hat{A}^{-1}\widehat{AV}_g^{012} \quad (24-3)$$

$$\hat{I}_g = [\mathbf{1} \quad \hat{a}^2 \quad \hat{a}]^T \hat{I}_l - \hat{Y}_g \hat{V}_g \quad (25-3)$$

که در آن

$$\hat{I}_g = [\hat{I}_{ga} \quad \hat{I}_{gb} \quad \hat{I}_{gc}]^T = \widehat{AI}_g^{012}$$

$$\hat{Y}_g = \widehat{AY}_g^{012}\hat{A}^{-1}$$

با ضرب کردن بردار جریان فاز (26-3) در بردار ولتاژ فاز V_g توان ظاهری تزریقی به شبکه محاسبه می شود [32]:

$$\hat{S}_g = [\hat{S}_{ga} \quad \hat{S}_{gb} \quad \hat{S}_{gc}]^T = [\hat{S}_T \quad \hat{S}_T \quad \hat{S}_T]^T / 3 - (\hat{Y}_g^* \hat{V}_g^*) \times \hat{V}_g \quad (26-3)$$

$$\hat{S}_T = P_T + jQ_T = ([\mathbf{1} \quad \hat{a} \quad \hat{a}^2] I_l^*) \cdot \hat{V}_g \quad (27-3)$$

وقتی SG به شبکه متصل است:

$$\hat{S} = \hat{S}_g - \hat{S}_L = (\hat{Y}_{BUS,g}^* \hat{V}_g^*) \times \hat{V}_g \quad (28-3)$$

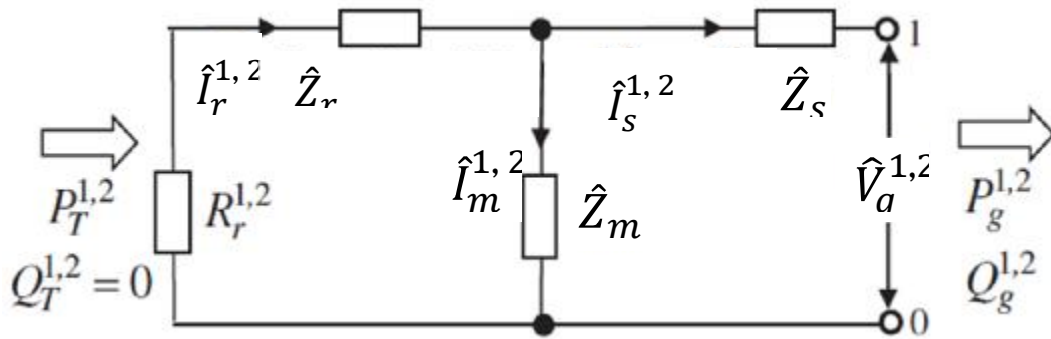
برای مشاهده پذیری باس وقتی SG کنترل نشده به شبکه متصل است به 2 اندازه گیری اضافی (اغلب اندازه گیری کاذب) از توان حقیقی و راکتیو نیاز است (جدول (2-3)).

* ژنراتور القایی (IG):

مدل توالی IG از مدار معادل توالی [11] و [15] و [29]. که در شکل (7-3) آمده است به صورت زیر است:

جدول (2-3): متغیرهای حالت و اندازه‌گیری‌های مورد نیاز برای مشاهده‌پذیری باس DG [32]

اندازه‌گیری‌های توان داخلی		اندازه‌گیری‌های باس		متغیرهای حالت		واحد
توصیف و نوع	#	توصیف (برای $\hat{S}_L = \mathbf{0}$)	نوع	#	نوع	
$P_T(rt), Q_T(rt)$	2	\hat{S}_g	rt	6	$\hat{V}_g, \hat{I}_l = I_l^1$	ژنراتور سنکرون (SG)
$P_T(p), Q_T(p)$		\hat{S}_g و معادله (26-3)	p			
		$\hat{S} = \mathbf{0}$ و معادله (28-3)	v			
$P_T(rt)$	1	\hat{S}_g	rt	6	$\hat{V}_{g,s}$	ژنراتور القایی (IG)
$P_T(p)$		\hat{S}_g و معادله (31-3)	p			
		$\hat{S} = \mathbf{0}$ و معادله (28-3)	v			
$P_T = P_T^1(rt), Q_T^1$ $= \mathbf{0}(v) P_T^2 = Q_T^2 = \mathbf{0}(v)$	4	\hat{S}_g	rt	6	$\hat{V}_g, \hat{I}_l = I_l^1, I_l^2$	واحد DG مجهز شده به VSC سه سیم
$P_T = P_T^1(p), Q_T^1$ $= \mathbf{0}(v) P_T^2 = Q_T^2 = \mathbf{0}(v)$		\hat{S}_g و معادلات (33-3) تا (36-3)	p			
		$\hat{S} = \mathbf{0}$ و معادله (28-3)	v			
$P_T(rt), Q_T = \mathbf{0}(v)$	2	\hat{S}_g	rt	6	$\hat{V}_g, \hat{I}_l = I_l^1$	واحد DG مجهز شده به VSC چهار سیم
$P_T(p), Q_T = \mathbf{0}(v)$		\hat{S}_g و معادله (36-3)	p			
		$\hat{S} = \mathbf{0}$ و معادله (28-3)	v			



شکل (7-3): مدارهای معادل توالی مثبت و منفی ژنراتور القایی [32]

$$\hat{I}_g^{012} = \hat{Y}_g^{012} \hat{V}_g^{012} \quad (29-3)$$

که در آن

$$\hat{I}_g^{012} = [\hat{\mathbf{0}} \quad \hat{I}_g^1 \quad \hat{I}_g^2]^T$$

$$\hat{Y}_g^{012} = \text{diag}\{\hat{\mathbf{0}} \quad \hat{Y}_g^1 \quad \hat{Y}_g^2\}$$

$$\hat{V}_g^{012} = [\hat{\mathbf{0}} \quad \hat{V}_g^1 \quad \hat{V}_g^2]^T$$

$$\hat{Y}_g^1 = \frac{\mathbf{1}}{\hat{Z}_s + (\hat{Z}_r + R_r^1) \parallel \hat{Z}_m}; \hat{Y}_g^2 = \frac{\mathbf{1}}{\hat{Z}_s + (\hat{Z}_r + R_r^2) \parallel \hat{Z}_m}$$

که $Z_s = R_r + jX_r$ و Z_m امپدانس روتور و Z_m امپدانس مغناطیس کنندگی است.

با استفاده از مدل سه فاز و ماتریس A می توانیم مدل مختصات تک فاز را به دست می آید [32].

$$\widehat{AI}_g^{012} = A\hat{Y}_g^{012}\hat{A}^{-1}\widehat{AV}_g^{012} \quad \text{یا} \quad \hat{I}_g = \hat{Y}_g\hat{V}_g \quad (30-3)$$

با ضرب کردن مزدوج بردار جریان فاز در V_g توان تزریقی شبکه به دست می آید.

$$\hat{S}_g = [\hat{S}_{ga} \quad \hat{S}_{gb} \quad \hat{S}_{gc}]^T = \hat{I}_g^* \times \hat{V}_g = (\hat{Y}_g^* \hat{V}_g^*) \times \hat{V}_g \quad (31-3)$$

ژنراتور القایی وقتی که به شبکه متصل است با معادله تعادل توان سه فاز مدل شده است.

توان حقیقی ورودی ژنراتور القایی به صورت زیر است:

$$P_T = P_T^1 + P_T^2 = -3R_r^1(I_r^1)^2 - 3R_r^2(I_r^2)^2 \quad (32-3)$$

که در آن

$$\hat{I}_r^{1(2)} = -\frac{\hat{Z}_m}{(R_r^{1(2)} + \hat{Z}_r)(\hat{Z}_m + \hat{Z}_s) + \hat{Z}_s\hat{Z}_m} V_g^{1(2)}$$

$$R_r^1 = R_r \frac{1-s}{s}; \quad R_r^2 = R_r \frac{-(1-s)}{2-s}$$

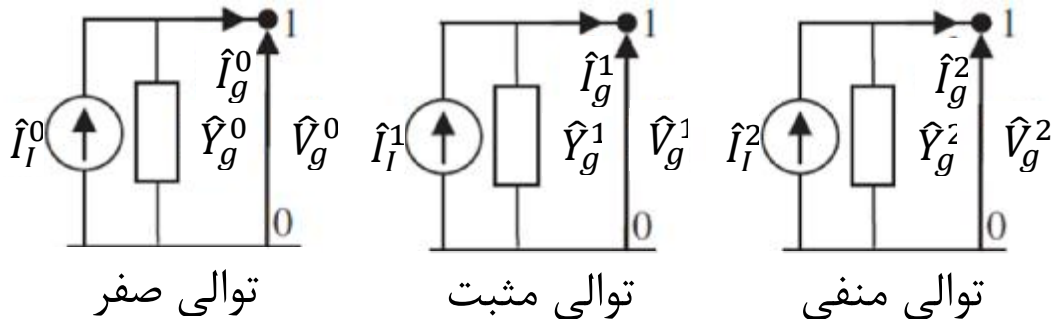
$$\hat{V}_g^1 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + a\hat{V}_b + a^2\hat{V}_c); \quad \hat{V}_g^2 = \frac{1}{3}(\hat{V}_a + a^2\hat{V}_b + a\hat{V}_c)$$

برای مشاهده پذیری باس وقتی که به ژنراتور القایی کنترل نشده متصل است به تنها یک اندازه گیری

اضافی (اغلب اندازه گیری کاذب) برای توان حقیقی نیاز است (جدول (2-3)).

* واحدهای تولید پراکنده متصل شده به شبکه توسط رابط VSC:

مدار معادل نورتون توالی صفر، مثبت و منفی برای واحدهای DG متصل شده به شبکه توسط رابط VSC شامل سه‌فاز، سه سیم (چهار سیم) و مبدل منبع ولتاژ (VSC) است در شکل (8-3) نشان داده شده است [15].



شکل (8-3): مدارهای معادل نورتون برای واحد DG سه‌فاز متصل شده به شبکه توسط رابط VSC [32]

* واحدهای DG متصل توسط رابط VSC سه سیمه :

اگر رابط VSC سه سیمه فقط توسط روش کنترل جریان d-q توالی مثبت کنترل شود، واحد DG جریان توالی منفی را وقتی شبکه نامتعادل است با شبکه مبادله می‌کند. در اینجا، اجزای توالی مثبت، منفی و صفر مدل به صورت زیر مشخص می‌شود [32]:

$$\hat{I}_I^1 = \hat{I}_I; \hat{I}_I^{0,2} = \mathbf{0}; \hat{Y}_g^0 = \mathbf{0}; \hat{Y}_g^2 = \mathbf{1}/\hat{Z}_f \quad (33-3)$$

Z_f امپدانس سری فیلتر خروجی VSC بین نقطه اتصال مشترک و خروجی‌های اتصال کوتاه شده VSC است. اگر رابط VSC سه سیمه با هر دو جریان توالی مثبت و منفی کنترل شود و جریان کنترل توالی منفی با شبکه مبادله نداشته باشد، مدل توالی مثبت، منفی و صفر به صورت زیر خواهد بود:

$$\hat{I}_I^1 = \hat{I}_I; \hat{I}_I^{0,2} = \mathbf{0}; \hat{Y}_g^{0,2} = \mathbf{0} \quad (34-3)$$

مدل توالی مثبت، منفی و صفر رابط VSC به صورت زیر است:

$$\hat{I}_I^0 = \mathbf{0}; \hat{I}_I^1 = \hat{I}_I; \hat{I}_I^2 = I_{NSCI}/\widehat{\phi}_{NSCI}; \hat{Y}_g^{0,2} = \mathbf{0} \quad (35-3)$$

که ϕ_{NSCI} و I_{NSCI} به ترتیب اندازه و زاویه جریان توالی منفی از پیش تعیین شده است. برای رابط VSC سه سیمه پارامترهای مدل توالی صفر همیشه صفر هستند چون راهی برای ایجاد جریان توالی صفر وجود ندارد.

3-3 محاسبه اندازه‌گیری‌های کاذب

مدل‌های مختلف برای واحدهای تولید پراکنده (DG) مجموعه‌های جدیدی از متغیرهای حالت را معرفی می‌کند (جدول (2-3)). گاهی واحدهای تولید پراکنده کنترل نشده یا جزئی کنترل شده هستند و در نتیجه مشاهده‌پذیر نیستند. برای به وجود آوردن مشاهده‌پذیری کامل باس‌های متصل به واحدهای تولید پراکنده، به مجموعه کاملی از اندازه‌گیری‌های آنلاین، کاذب و مجازی نیاز است. توان اکتیو ورودی با توجه به نوع واحد مشخص می‌شود در حالی که توان راکتیو ورودی توسط روش اتصال به شبکه معلوم می‌شود.

3-3-1 توان حقیقی ورودی واحدهای تولید پراکنده (DG) [32]

برای توربین‌های کوچک و متوسط آبی بدون مخزن، توان حقیقی ورودی توسط میزان جریان آب مشخص می‌شود:

$$P_h = P_T = \eta_h \rho_h g q_h h_h \quad (kW) \quad (36-3)$$

که در آن η_h ، ρ_h ، g ، q_h و h_h به ترتیب کارایی واحد DG، چگالی آب ($\approx 1000 \text{ kg/m}^3$)، گرانش ($\approx 9/81 \text{ m/s}^2$)، میزان جریان آب (m^3/s) و هد آب (m) است.

برای توربین‌های بادی توان حقیقی ورودی از جریان هوا به دست می‌آید:

$$P_{WT} = P_T = 0.5 \rho_a A_{WT} c_p (\lambda) v^3 \quad (kW) \quad (37-3)$$

که در آن ρ_a چگالی هوا ($\approx 1/225 \text{ kg/m}^3$)، A_{WT} مساحت سطح روتور توربین باد (m^2) و c_p ضریب

توان می‌باشد که توسط چندجمله‌ای زیر تخمین زده می‌شود [30]:

$$c_p(\lambda) = \sum_{k=0}^n a_k \lambda^k \quad (38-3)$$

در این رابطه a_k ضرایب به دست آمده از ملاک انحراف حداقل مربعات بوده و λ حداکثر نسبت سرعت توربین بادی توصیف شده به صورت زیر است:

$$\lambda = \omega_R R / v \quad (39-3)$$

ω_R ، R و v به ترتیب سرعت زاویه‌ای روتور توربین بادی (rad/s)، شعاع تیغه‌های روتور در توربین بادی (m) و سرعت باد در تیغه‌های توربین (m/s) هستند.

برای واحد DG بر اساس فتوولتاییک توان واقعی داخلی توسط معادله زیر محاسبه می‌شود:

$$P_{PV} = P_T = \eta_{PV} \mathcal{R} \cos \gamma A_{PV} \text{ (kW)} \quad (40-3)$$

که در آن η_{PV} ، \mathcal{R} ، γ و A_{PV} به ترتیب کارایی پنل فتوولتاییک، تشعشع خورشیدی (W/m^2)، زاویه برخورد پنل فتوولتاییک و مساحت سطح پنل فتوولتاییک (m^2) هستند.

برای موتورهای احتراق داخلی، سلول‌های سوختی، توربین‌های گازی و میکروتوربین‌ها توان حقیقی ورودی (P_T) و سرعت موتور توسط رابط الکترونیکی توان که مصرف سوخت را بهینه می‌کند، کنترل می‌شود. در شبیه‌سازی فرض شده است که توان حقیقی داخلی برابر با توان مجاز است.

3-3-2 توان راکتیو داخلی واحدهای تولید پراکنده

برای روش‌های مختلف اتصال واحد به شبکه، توان راکتیو این گونه محاسبه می‌شود:

* واحدهای بر پایه ژنراتور سنکرون:

با توجه به محدودیت‌های واحد و P_T ، Q_T از دیاگرام P-Q محاسبه می‌شود [31].

* واحدهای بر پایه ژنراتور القایی:

در اینجا توان راکتیو از شبکه گرفته می‌شود تا تلفات راکتیو در مدار معادل شکل (3-6) را بپوشاند و یا صفر در نظر گرفته می‌شود. اغلب این ساختار از بانک خازنی برای جبران توان راکتیو استفاده می‌کند و میزان جبران از نتایج تخمین حالت محاسبه می‌شود.

* واحدهای متصل شده توسط رابط الکترونیکی VSC:

مشابه واحدهای بر پایه ژنراتور القایی هستند و در این مورد توان راکتیو صفر در نظر گرفته می‌شود.

3-4 الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز بر اساس روش حداقل مربعات

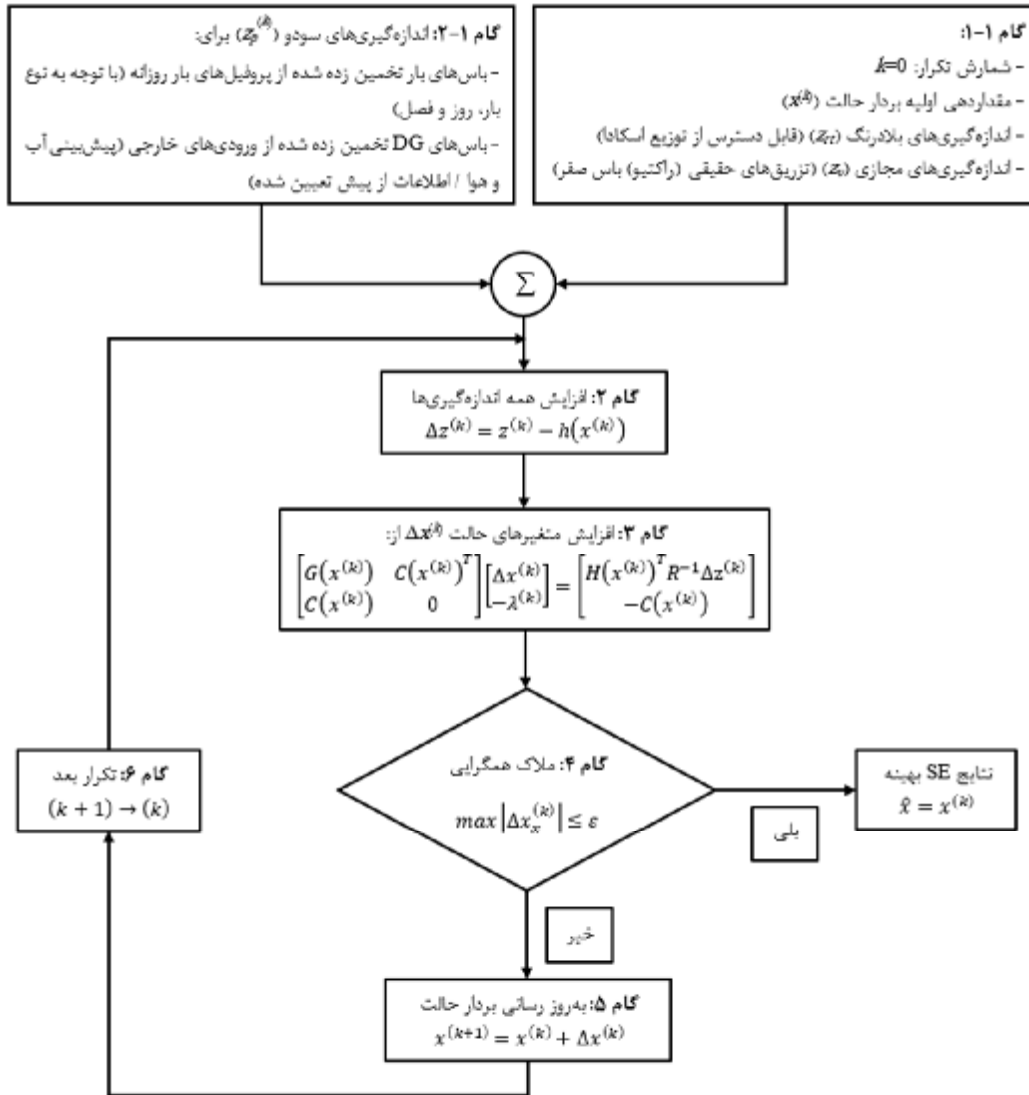
الگوریتم WLS در شبکه توزیع فعال سه‌فاز شامل حداقل کردن تابع هدف معادله (2-10) و با قیود تساوی معادله (3-43) می‌باشد. قیود تساوی را اندازه‌گیری‌های مجازی می‌سازد [33].

$$c(x) = 0 \quad (41-3)$$

فلوچارت الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز بر پایه WLS در شبکه توزیع فعال در شکل (3-9) ارائه شده است.

3-5 نتایج شبیه‌سازی

الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز پیشنهادی بر روی شبکه 13 باسه اصلاح شده IEEE که در شکل (3-10) آمده است اجرا شده است. این شبکه، یک شبکه توزیع شعاعی با ولتاژ 4/16 کیلوولت است که با شبکه اصلی IEEE تفاوت‌هایی دارد از جمله اینکه 3 واحد تولید پراکنده (DG) در باس‌های 5، 8 و 13 اضافه شده است. انحراف معیار با کمک میانگین دقت (Ac)، اندازه‌گیری‌های بلادرنگ و اندازه‌گیری‌های کاذب محاسبه شده است [23] و [28]:



شکل (3-9): نمودار الگوریتم پیشنهاد شده برای الگوریتم SE سه‌فاز در شبکه‌های توزیع فعال [32]

$$\sigma = \text{Mean} \cdot (A_c/300) \quad (42-3)$$

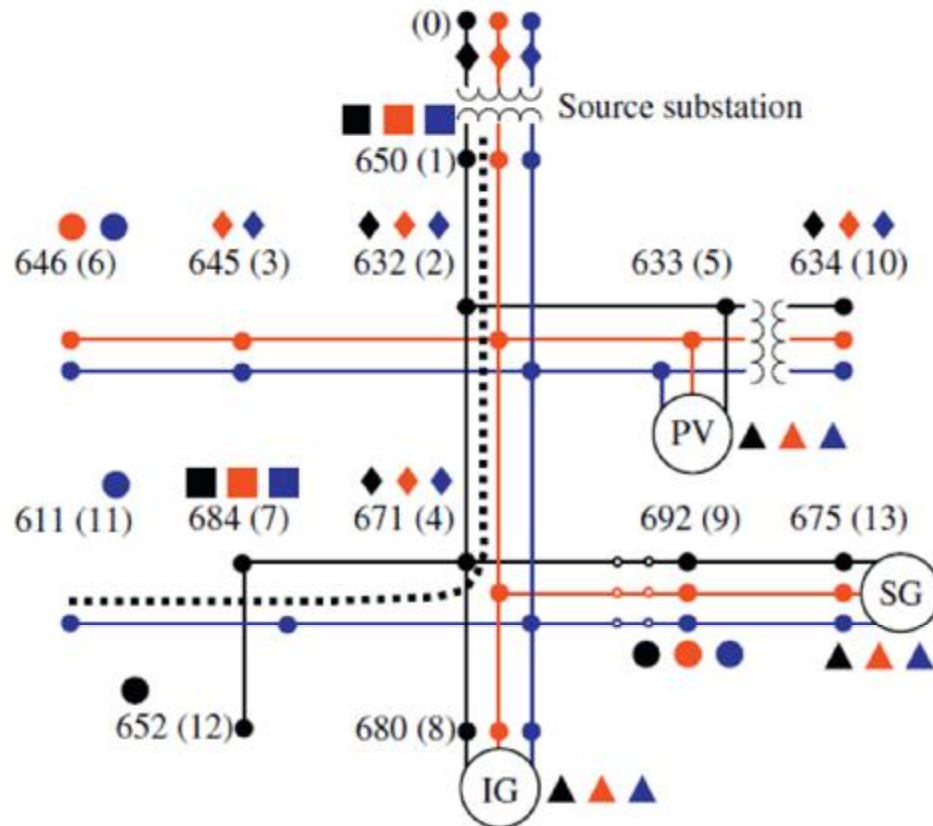
که دقت در اندازه‌گیری‌های بلادرنگ 3% و برای اندازه‌گیری‌های کاذب 20% در نظر گرفته شده است.

مقادیر اندازه‌گیری شده توسط دستگاه‌های اندازه‌گیری که به عنوان ورودی در برنامه تخمین حالت

استفاده شده است در جدول (3-3) آمده است. داده‌های مجازی که توسط پروفیل بار روزانه محاسبه

شده‌اند توسط نماد LP نمایش داده شده‌اند.

مقدار داده‌های استفاده شده در شبیه‌سازی برای ترانسفورماتور، خطوط، بارها و واحدهای تولید پراکنده در پیوست ب آمده‌است.



- ◇ اندازه‌گیری‌های بلادرنگ در باس/شاخه
- اندازه‌گیری‌های مجازی باس (تزریق‌های صفر)
- اندازه‌گیری‌های کاذب در باس بار (به دست آمده از پروفیل‌های نرمالیزه شده بار روزانه)
- △ اندازه‌گیری‌های کاذب تولید باس (به دست آمده از اطلاعات پیش‌بینی آب و هوا)

شکل (3-10): سیستم تست سه‌فاز 13 باسه IEEE [32]

خروجی برنامه پخش بار در جدول (3-4) و خروجی برنامه تخمین حالت در جدول (3-5) ارائه شده است. با محاسبه انحراف این دو خروجی که در جدول (3-6) آمده است نشان داده شده است که الگوریتم تخمین حالت پیشنهادی نتایج نزدیکی به خروجی‌های پخش بار شبکه دارد و در نتیجه برنامه دقت زیادی دارد. با ایجاد تغییرات تصادفی در بار پایه، نامتعادلی ولتاژ محاسبه شده و در جدول (3-7) نشان داده شده است.

جدول (3-3): اندازه‌گیری‌های بلادرنگ یا کاذب توان از تولید/بار باس‌ها

فاز C		فاز B		فاز A		نوع اندازه‌گیری	باس/شاخه
(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)	(kVAr)	(kW)		
34/0	33/0	58/5	5/0	19/0	8/5	بلادرنگ	2
—	—	125/0	170/0	—	—	بلادرنگ	3
254/0	418/0	278/5	390/0	239/0	393/5	بلادرنگ	4
0/0	-10/0	0/0	-10/0	0/0	-10/0	کاذب (SG)	5
66/0	115/0	66/0	115/0	—	—	کاذب (LP)	6
-3/3	-16/7	-3/3	-16/7	-3/3	-16/7	کاذب (IG)	8
44/0	86/7	44/0	86/7	44/0	86/7	کاذب (LP)	9
90/0	120/0	90/0	120/0	110/0	160/0	بلادرنگ	10
80/0	170/0	—	—	—	—	کاذب (LP)	11
—	—	—	—	86/0	128/0	کاذب (LP)	12
-10/0	-30/0	-10/0	-30/0	-10/0	-30/0	کاذب (PV)	13
510/0	970/0	660/0	910/0	490/0	810/0	بلادرنگ	1-0

جدول (3-4): نتایج حاصل از پخش بار

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/2812	0/9580	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8242	1/0148	-121/7649	1/0401	-2/5550	1/0181	633
117/8572	1/0154	-121/8997	1/0328	—	—	645
117/9025	1/0134	-121/9753	1/0311	—	—	646
—	—	—	—	-5/4150	0/9954	652
115/5358	0/9619	-121/9047	1/0509	-5/4669	1/0030	671
115/5376	0/9599	-122/0627	1/0531	-5/7186	0/9968	675
115/5358	0/9619	-121/9047	1/0509	-5/4669	1/0030	680
115/4315	0/9599	—	—	-5/4896	1/0010	684
115/5358	0/9619	-121/9047	1/0509	-5/4669	1/0030	692

جدول (5-3): نتایج حاصل از تخمین حالت ولتاژ

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/2812	1/0228	—	—	—	—	611
125/3300	0/9088	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
125/2817	0/9139	-122/1112	1/0474	-5/5299	0/9993	633
125/3935	0/9104	-122/3380	1/0398	—	—	645
125/5544	0/9139	-121/8342	1/0531	—	—	646
—	—	—	—	-8/3264	0/9790	652
115/5358	0/9619	-121/5828	1/0762	-5/4669	1/0030	671
116/3531	1/0185	-122/0627	1/0531	-5/7186	0/9968	675
116/3389	1/0189	-121/9581	1/0515	-4/9124	1/0349	680
116/1995	1/0185	—	—	-5/5103	1/0007	684
116/0084	1/0175	-121/8395	1/0483	-4/7923	1/0187	692

جدول (6-3): اختلاف بین نتایج حاصل از پخش بار و تخمین حالت ولتاژ

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	0/0648	—	—	—	—	611
7/5000	0/1086	0	0	0	0	632
7/4575	0/1010	0/3463	0/0072	2/9749	0/0188	633
7/5363	0/1050	0/4383	0/0069	—	—	645
7/6519	0/0995	0/1411	0/0220	—	—	646
—	—	—	—	2/9114	0/0164	652
0	0	0/3219	0/0253	0	0	671
0/8155	0/0586	0	0	0	0	675
0/8030	0/0570	0/0534	0/0006	0/5546	0/0319	680
0/7679	0/0585	—	—	0/0207	0/0003	684
0/4725	0/0556	0/0652	0/0026	0/6746	0/0157	692

جدول (7-3): میانگین و حداکثر نامتعادلی ولتاژ برای انحراف بارهای مختلف

انحراف بار تصادفی (%)			حالت پایه	حداکثر و میانگین مقدار نامتعادلی ولتاژ (%)
± 30	± 20	± 10		
$1/9627 \times 10^{-3}$	$1/4816 \times 10^{-3}$	$9/9397 \times 10^{-4}$	$5/0008 \times 10^{-7}$	حداکثر مقدار (V^2/V^1)
$2/1590 \times 10^{-3}$	$1/6175 \times 10^{-3}$	$1/0772 \times 10^{-3}$	$5/3800 \times 10^{-7}$	حداکثر مقدار (V^0/V^1)
$4/5797 \times 10^{-4}$	$5/6410 \times 10^{-4}$	$5/6636 \times 10^{-4}$	$4/0906 \times 10^{-7}$	میانگین مقدار (V^2/V^1)
$2/1145 \times 10^{-3}$	$1/5864 \times 10^{-3}$	$1/0580 \times 10^{-3}$	$5/2921 \times 10^{-7}$	میانگین مقدار (V^0/V^1)

3-5-1 بررسی مقاوم بودن الگوریتم

یکی از مسائلی که در هر سیستمی وجود دارد روبرو شدن با عدم قطعیت‌هاست. عدم قطعیت هم در مدل‌سازی و هم در اندازه‌گیری وجود دارد. وجود این عدم قطعیت‌ها که می‌تواند ناشی از سیگنال‌های نویز و یا خطاهای انسانی، نرم افزاری، مدل‌سازی و باشد باعث ناکارآمدی الگوریتم پیشنهادی می‌شود. در صورتی که الگوریتم ارائه شده بتواند با وجود این عدم قطعیت‌ها باز هم جواب قابل اعتمادی ارائه دهد می‌توان گفت که این الگوریتم مقاوم است. در این بخش به بررسی مقاوم بودن الگوریتم پیشنهادی برای تخمین حالت سیستم قدرت در یک محدوده مشخص از عدم قطعیت‌ها پرداخته می‌شود.

در مرجع [32] با مدل‌سازی عناصر شبکه توزیع سه‌فاز و استفاده از الگوریتم حداقل مربعات وزن‌دار تخمین حالت دقیقی برای شبکه نامتعادل و سه‌فاز ارائه شد. در این قسمت به بررسی الگوریتم پیشنهادی از جهت مقاوم بودن در برابر تغییرات بار پرداخته می‌شود.

شاخص γ را برای اندازه ولتاژ و زاویه ولتاژ λ به صورت زیر تعریف می‌کنیم:

$$\gamma = \left| \frac{(V_2 - V_1)}{V_1} \right| \quad (43-3)$$

$$\lambda = \left| \frac{(\theta_2 - \theta_1)}{360} \right| \quad (44-3)$$

V_1 ولتاژ خروجی پخش بار، V_2 ولتاژ خروجی تخمین حالت، θ_1 زاویه ولتاژ خروجی پخش بار و θ_2 زاویه ولتاژ خروجی تخمین حالت است.

با در نظر گرفتن سناریوهای مختلفی برای تغییر بار و محاسبه شاخص γ و λ ، ناحیه قرار گرفتن شاخص بررسی می‌شود. در صورتی که شاخص در ناحیه مجاز برای مقاوم بودن قرار داشته باشد، الگوریتم در این سناریو به صورت مقاوم عمل کرده است.

سناریو اول: تغییر بار به اندازه 5% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 5% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که خروجی پخش بار در جدول (8-3) و خروجی تخمین حالت در جدول (9-3) آمده است. میزان شاخص نیز در جدول (10-3) محاسبه شده است. با بررسی جدول (10-3) مشاهده می‌شود که میزان شاخص برای زوایا حداکثر 2/0198% می‌باشد که در فاز c و در باس 646 رخ داده است. که این میزان، مقدار مطلوبی برای شاخص مقاوم بودن در شبکه توزیع می‌باشد.

جدول (8-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی اول

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/1454	0/9548	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8239	1/0147	-121/7672	1/0400	-2/5583	1/0179	633
117/8585	1/0153	-121/9087	1/0324	—	—	645
117/9060	1/0132	-121/9881	1/0305	—	—	646
—	—	—	—	-5/5666	0/9941	652
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	671
115/4152	0/9568	-122/0780	1/0537	-5/8862	0/9955	675
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	680
115/3037	0/9568	—	—	-5/6449	1/0000	684
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	692

جدول (9-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی اول

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/1454	0/8782	—	—	—	—	611
124/9608	0/7668	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
124/9132	0/7718	-122/1270	1/0478	-5/6809	0/9983	633
125/0212	0/7683	-122/3639	1/0398	—	—	645
125/1774	0/7717	-121/8399	1/0536	—	—	646
—	—	—	—	-8/6219	0/9770	652
115/4137	0/9589	-121/5753	1/0780	-5/6211	1/0021	671
116/1943	0/8742	-122/0780	1/0537	-5/8862	0/9955	675
116/1791	0/8743	-121/9671	1/0521	-5/0397	1/0354	680
116/0349	0/8741	—	—	-5/6671	0/9997	684
115/8645	0/8729	-121/8420	1/0487	-4/9097	1/0186	692

جدول (10-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی اول

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	8/0226	—	—	—	—	611
1/9808	24/6314	0	0	0	0	632
1/9693	23/9381	0/0999	0/7500	0/8674	1/9255	633
1/9896	24/3278	0/1264	0/7168	—	—	645
2/0198	23/8354	0/0412	2/2416	—	—	646
—	—	—	—	0/8487	1/7201	652
0	0	0/0936	2/5300	0	0	671
0/2164	8/6329	0	0	0	0	675
0/2126	8/8226	0/0153	0/0666	0/1615	3/3230	680
0/2031	8/6434	—	—	0/0062	0/0300	684
0/1252	8/9686	0/0195	0/2568	0/1976	1/6465	692

سناریو دوم: تغییر بار به اندازه 10% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 10% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که خروجی پخش بار در جدول (11-3) و خروجی تخمین حالت در جدول (12-3) آمده است. شاخص نیز در جدول (13-3) محاسبه شده است. با مشاهده خروجی‌های جدول (13-3) نتیجه می‌شود که میزان حداکثر شاخص مقاوم بودن برای زاویه 1/9237% است و در باس 646 رخ داده است که نسبت به سناریوی اول کاهش داشته است اما میزان شاخص برای اندازه ولتاژ افزایش یافته است.

جدول (11-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی دوم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/0086	0/9115	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8236	1/0146	-122/7695	1/0400	-2/5615	1/0178	633
117/8598	1/0152	-121/9176	1/0319	—	—	645
117/9096	1/0130	-122/0009	1/0300	—	—	646
—	—	—	—	-5/7188	0/9928	652
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	671
115/2920	0/9536	-122/0931	1/0544	-6/0545	0/9943	675
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	680
115/1750	0/9537	—	—	-5/8007	0/9990	684
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	692

جدول (12-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی دوم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/0086	0/7532	—	—	—	—	611
124/6250	0/6442	-121/7200	1/0420	-9/4900	1/0210	632
124/5778	0/6490	-122/1429	1/0482	-5/8321	0/9973	633
124/6827	0/6457	-122/3898	1/0398	—	—	645
124/8348	0/6488	-121/8457	1/0543	—	—	646
—	—	—	—	-8/9182	0/9750	652
115/2906	0/9559	-121/5676	1/0798	-5/7759	1/0011	671
116/0379	0/7495	-122/0931	1/0544	-6/0545	0/9943	675
116/0219	0/7493	-121/9758	1/0526	-5/1677	1/0359	680
115/8727	0/7495	—	—	-5/8243	0/9986	684
115/7218	0/7479	-121/8441	1/0491	-5/0275	1/0186	692

جدول (13-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی دوم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	20/8408	—	—	—	—	611
1/8875	36/6817	0	0	0	0	632
1/8762	36/0339	0/1037	0/7885	0/9085	2/0141	633
1/8953	36/4165	0/1312	0/7656	—	—	645
1/9237	35/9526	0/0431	2/3592	—	—	646
—	—	—	—	0/8887	1/7929	652
0	0	0/0977	2/6523	0	0	671
0/2072	21/4031	0	0	0	0	675
0/2031	21/6131	0/0157	0/0665	0/1689	3/4762	680
0/1938	21/4113	—	—	0/0066	0/0400	684
0/1198	21/7596	0/0209	0/2662	0/2079	1/7481	692

سناریو سوم: تغییر بار به اندازه 15% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 15% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که خروجی پخش بار در جدول (14-3) و خروجی تخمین حالت در جدول (15-3) آمده است. شاخص نیز در جدول (16-3) محاسبه شده است. با مقایسه جداول (14-3) و (15-3) مشاهده می‌کنیم که در باس‌های 671 و 675 و 632 خروجی تخمین حالت و پخش بار کاملاً با یکدیگر برابر شده‌اند و شاخص

مقاوم بودن، میزان صفر را دارد. این یعنی الگوریتم تخمین حالت در این باس‌ها کاملاً دقیق عمل کرده است.

جدول (3-14): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی سوم

گره	V_{An} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Cn} (deg)
611	—	—	—	—	0/9483	114/8708
632	1/0210	-2/4900	1/0420	-121/7200	1/0174	117/8300
633	1/0176	-2/5648	1/0399	-121/7717	1/0144	117/8234
645	—	—	1/0314	-121/9266	1/0151	117/8610
646	—	—	1/0295	-122/0137	1/0128	117/9131
652	0/9915	-5/8715	—	—	—	—
671	1/0002	-5/9312	1/0525	-121/9263	0/9528	115/1666
675	0/9930	-6/2235	1/0550	-122/1080	0/9504	115/1678
680	1/0002	-5/9312	1/0525	-121/9263	0/9528	115/1666
684	0/9979	-5/9572	—	—	0/9505	115/0454
692	1/0002	-5/9312	1/0525	-121/9263	0/9528	115/1666

جدول (3-15): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی سوم

گره	V_{An} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Cn} (deg)
611	—	—	—	—	0/6446	114/8708
632	1/0210	-2/4900	1/0420	-121/7200	0/5375	124/3182
633	0/9963	-5/9837	1/0486	-122/1587	0/5422	124/2714
645	—	—	1/0399	-122/4157	0/5388	124/3735
646	—	—	1/0549	-121/8515	0/5420	124/5220
652	0/9729	-9/2154	—	—	—	—
671	1/0002	-5/9312	1/0816	-121/5598	0/9528	115/1666
675	0/9930	-6/2235	1/0550	-122/1080	0/9411	115/8734
680	1/0364	-5/2964	1/0531	-121/9842	0/6407	115/8667
684	0/9976	-5/9822	—	—	0/6411	115/7125
692	1/0185	-5/1457	1/0495	-121/8460	0/6393	115/5799

سناریو چهارم: تغییر بار و تولید به اندازه 5% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 5% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که خروجی پخش بار در جدول (3-17) و خروجی تخمین حالت در جدول (3-18) آمده است. شاخص

جدول (3-16): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی سوم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	32/0257	—	—	—	—	611
1/8023	47/1693	0	0	0	0	632
1/7911	46/5497	0/1075	0/8366	0/9497	2/0932	633
1/8090	46/9215	0/1359	0/8241	—	—	645
1/8358	46/4850	0/0451	2/4672	—	—	646
—	—	—	—	0/9289	1/8759	652
0	0	0/1018	2/7648	0	0	671
0/1988	32/5442	0	0	0	0	675
0/1945	32/7561	0/0161	0/0570	0/1763	3/6193	680
0/1853	32/5513	—	—	0/0069	0/0301	684
0/1148	32/9030	0/0223	0/2850	0/2182	1/8296	692

نیز در جدول (3-19) محاسبه شده است. در این سناریوی میزان حداکثر تغییرات اندازه ولتاژ نسبت به سناریوی دوم و سوم کاهش یافته است و نسبت به سناریوی اول به میزان ناچیزی افزایش یافته است. باس‌های 671 و 675 و 632 در بعضی از فازها مقدار کاملاً برابر با پخش بار را دارا می‌باشند و همچنین میزان شاخص برای زوایا ناچیز و حداکثر مقدار 2/098 % را دارد.

جدول (3-17): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی چهارم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/1454	0/9548	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8239	1/0147	-121/7672	1/0400	-2/5583	1/0179	633
117/8585	1/0153	-121/9087	1/0324	—	—	645
117/9060	1/0132	-121/9881	1/0305	—	—	646
—	—	—	—	-5/5666	0/9941	652
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	671
115/4152	0/9568	-122/0780	1/0537	-5/8862	0/9955	675
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	680
115/3037	0/9568	—	—	-5/6449	1/0000	684
115/4137	0/9589	-121/9122	1/0514	-5/6211	1/0021	692

جدول (18-3): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی چهارم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/1454	0/8782	—	—	—	—	611
124/9608	0/7668	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
124/9132	0/7718	-122/1270	1/0478	-5/6809	0/9983	633
125/0212	0/7683	-122/3639	1/0398	—	—	645
125/1774	0/7717	-121/8399	1/0536	—	—	646
—	—	—	—	-8/6219	0/9770	652
115/4137	0/9589	-121/5753	1/0780	-5/6211	1/0021	671
116/1943	0/8742	-122/0780	1/0537	-5/8862	0/9955	675
116/1791	0/8743	-121/9671	1/0521	-5/0397	1/0354	680
116/0349	0/8741	—	—	-5/6671	0/9997	684
115/8645	0/8729	-121/8420	1/0487	-4/9097	1/0186	692

جدول (19-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی چهارم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	8/0226	—	—	—	—	611
1/9808	24/6314	0	0	0	0	632
1/9693	23/9381	0/0999	0/7500	0/8674	1/9255	633
1/9896	24/3278	0/1264	0/7168	—	—	645
2/0198	23/8354	0/0412	2/2416	—	—	646
—	—	—	—	0/8487	1/7201	652
0	0	0/0936	2/5300	0	0	671
0/2164	8/6329	0	0	0	0	675
0/2126	8/8226	0/0153	0/0666	0/1615	3/3230	680
0/2031	8/6434	—	—	0/0062	0/0300	684
0/1252	8/9686	0/0195	0/2568	0/1976	1/6465	692

سناریو پنجم: تغییر بار و تولید به اندازه 10% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 10% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که خروجی پخش بار در جدول (20-3) و خروجی تخمین حالت در جدول (21-3) آمده است. شاخص نیز در جدول (22-3) محاسبه شده است. در این سناریو میزان حداکثر برای شاخص مقاوم بودن زوایا

نسبت به سناریوی قبلی کاهش یافته است اما این میزان برای اندازه‌های ولتاژ افزایش داشته است. باس‌های 671، 675 و 632 تخمین حالت دقیقی ارائه داده‌اند که با خروجی پخش بار برابر است.

جدول (3-20): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی پنجم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/0086	0/9515	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8236	1/0146	-121/7695	1/0400	-2/5615	1/0178	633
117/8598	1/0152	-121/9176	1/0319	—	—	645
117/9096	1/0130	-122/0009	1/0300	—	—	646
—	—	—	—	-5/7188	0/9928	652
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	671
115/2920	0/9536	-122/0931	1/0544	-6/0545	0/9943	675
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	680
115/1750	0/9537	—	—	-5/8007	0/9990	684
115/2906	0/9559	-121/9193	1/0519	-5/7759	1/0011	692

جدول (3-21): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی پنجم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
115/0086	0/7532	—	—	—	—	611
124/6250	0/6442	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
124/5778	0/6490	-122/1429	1/0482	-5/8321	0/9973	633
124/6827	0/6455	-122/3898	1/0398	—	—	645
124/8348	0/6488	-121/8457	1/0543	—	—	646
—	—	—	—	-8/9182	0/9750	652
115/2906	0/9559	-121/5676	1/0798	-5/7759	1/0011	671
116/0379	0/7495	-122/0931	1/0544	-6/0545	0/9943	675
116/0219	0/7493	-121/9758	1/0526	-5/1677	1/0359	680
115/8727	0/7495	—	—	-5/8243	0/9986	684
115/7218	0/7479	-121/8441	1/0491	-5/0275	1/0186	692

سناریو ششم: تغییر بار و تولید به اندازه 15% میزان اولیه

با تغییرات بار به اندازه 15% مقدار اولیه، خروجی‌های پخش بار و تخمین حالت به دست می‌آید که

خروجی پخش بار در جدول (3-23) و خروجی تخمین حالت در جدول (3-24) آمده است. شاخص

جدول (22-3): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی پنجم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	20/8408	—	—	—	—	611
1/8875	36/6817	0	0	0	0	632
1/8762	36/0339	0/1037	0/7885	0/9085	2/0141	633
1/8953	36/4165	0/1312	0/7656	—	—	645
1/9237	35/9526	0/0431	2/3592	—	—	646
—	—	—	—	0/8887	1/7929	652
0	0	0/0977	2/6523	0	0	671
0/2072	21/4031	0	0	0	0	675
0/2031	21/6131	0/0158	0/0665	0/1689	3/4762	680
0/1938	21/4113	—	—	0/0066	0/0400	684
0/1198	21/7596	0/0209	0/2662	0/2079	1/7481	692

نیز در جدول (25-3) محاسبه شده است. حداکثر اندازه شاخص برای اندازه ولتاژ در این سناریو رخ داده است اما اندازه شاخص برای زاویه با سناریوهای قبلی تفاوت ناچیزی دارد. فاز C نامتعادلی زیادی دارد و اندازه ولتاژها در بعضی باس‌ها در حدود 0/6 است که این عدم تعادل باعث افزایش خطای تخمین حالت شده است.

جدول (23-3): نتایج حاصل از پخش بار در سناریوی ششم

θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
114/8708	0/9483	—	—	—	—	611
117/8300	1/0174	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
117/8234	1/0144	-121/7717	1/0399	-2/5648	1/0176	633
117/8610	1/0151	-121/9266	1/0314	—	—	645
117/9131	1/0128	-122/0137	1/0295	—	—	646
—	—	—	—	-5/8715	0/9915	652
115/1666	0/9528	-121/9263	1/0525	-5/9312	1/0002	671
115/1678	0/9504	-122/1080	1/0550	-6/2235	0/9330	675
115/1666	0/9528	-121/9263	1/0525	-5/9312	1/0002	680
115/0454	0/9505	—	—	-5/9572	0/9979	684
115/1666	0/9528	-121/9263	1/0525	-5/9312	1/0002	692

جدول (3-24): نتایج حاصل از تخمین حالت در سناریوی ششم

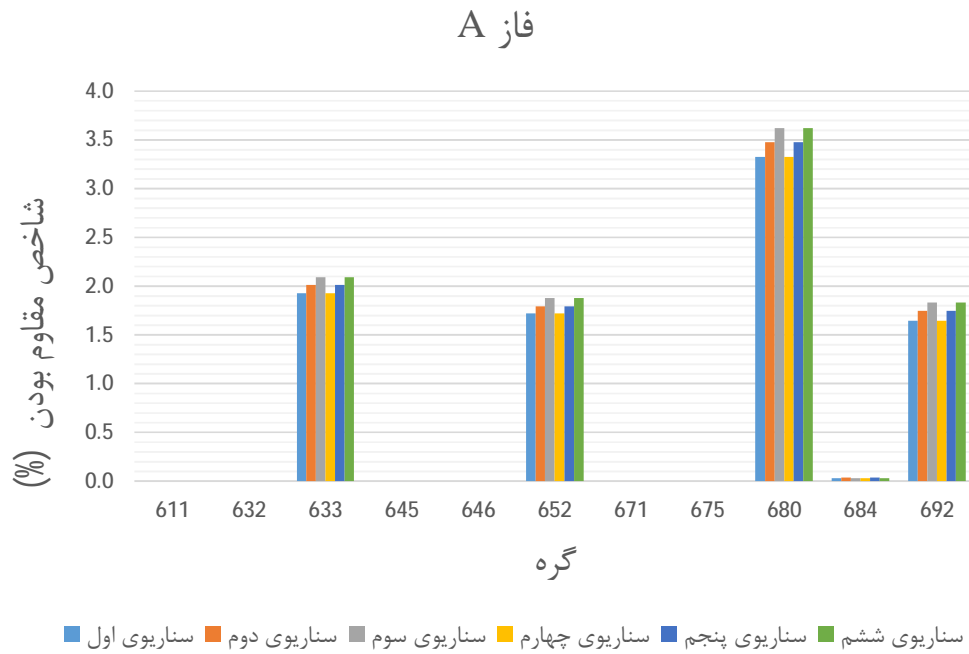
θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
114/8708	0/6446	—	—	—	—	611
124/3182	0/5375	-121/7200	1/0420	-2/4900	1/0210	632
124/2714	0/5422	-122/1587	1/0486	-5/9837	0/9963	633
124/3735	0/5388	-122/4157	1/0399	—	—	645
124/5220	0/5420	-121/8515	1/0549	—	—	646
—	—	—	—	-9/2154	0/9729	652
115/1666	0/9528	-121/5598	1/0816	-5/9312	1/0002	671
115/8834	0/6411	-122/1080	1/0550	-6/2235	0/9930	675
115/8667	0/6407	-121/9842	1/0531	-5/2964	1/0364	680
115/7125	0/6411	—	—	-5/9822	0/9976	684
115/5799	0/6393	-121/8460	1/0495	-5/1457	1/0185	692

جدول (3-25): محاسبه شاخص مقاوم بودن در سناریوی ششم

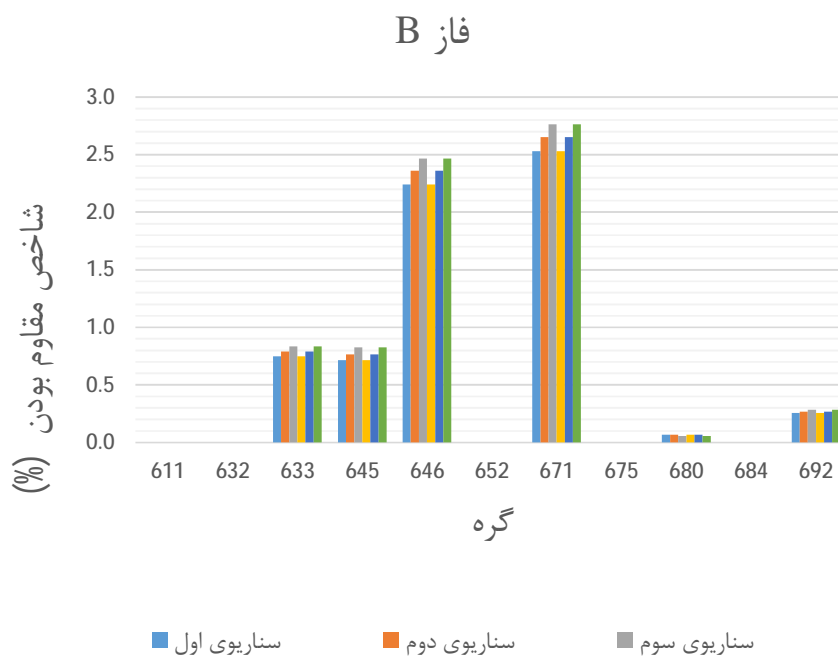
θ_{Cn} (deg)	V_{Cn} (pu)	θ_{Bn} (deg)	V_{Bn} (pu)	θ_{An} (deg)	V_{An} (pu)	گره
0	32/0257	—	—	—	—	611
1/8023	47/1693	0	0	0	0	632
1/7911	46/5497	0/1075	0/8366	0/9497	2/0932	633
1/8090	46/9215	0/1359	0/8241	—	—	645
1/8358	46/4850	0/0451	2/4672	—	—	646
—	—	—	—	0/9289	1/8759	652
0	0	0/1018	2/7648	0	0	671
0/1988	32/5442	0	0	0	0	675
0/1945	32/7561	0/0161	0/0570	0/1763	3/6193	680
0/1853	32/5513	—	—	0/0069	0/0301	684
0/1148	32/9030	0/0223	0/2850	0/2182	1/8296	692

شاخص مقاوم بودن فاز A، B و C در باس‌ها برای سناریوهای مختلف به ترتیب در شکل‌های (3-11)، (3-12) و (3-13) نشان داده شده است. همانطور که مشاهده می‌شود بیشترین میزان شاخص در فاز A در باس 680 و در سناریوی ششم رخ می‌دهد که تقریباً 3/5% است و درصد قابل قبولی می‌باشد. باس‌های 671 و 675 و 632 شاخص صفر را دارند و تخمین حالت نتایج کاملاً دقیقی ارائه داده است. در فاز B باس 671 بیشترین میزان شاخص را از بین بقیه باس‌ها دارد که تقریباً 2/7% است. اما باس‌های 632 و 675 تخمین حالتی با شاخص صفر دارند. در فاز C نسبت به بقیه فازها، تمامی باس‌ها افزایش

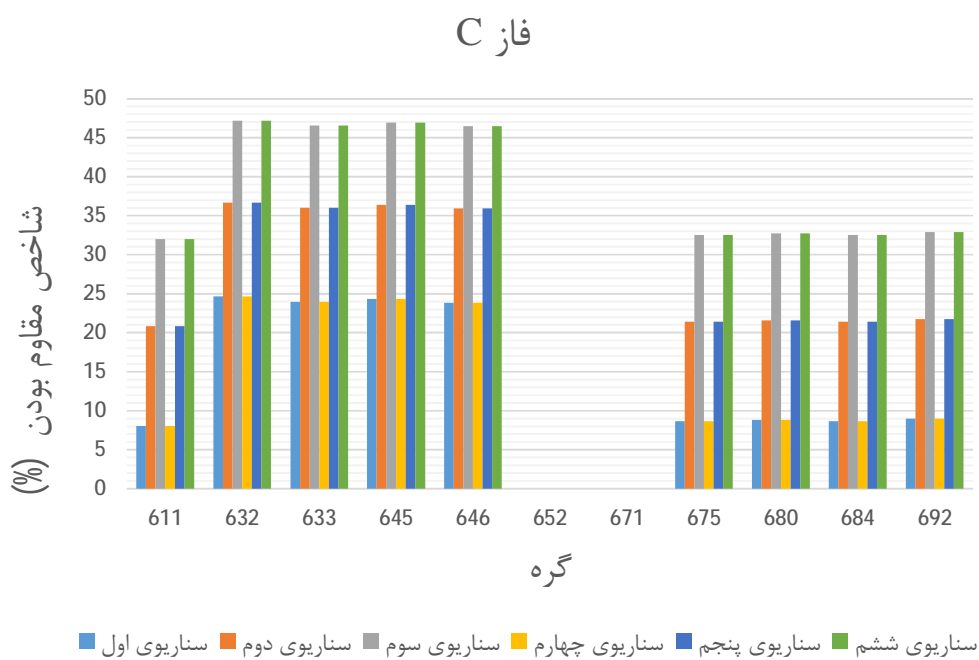
چشم‌گیری در میزان شاخص داشته‌اند که بیشترین مقدار مربوط به سناریوی ششم باس 632 می‌باشد. این گراف‌ها نشان می‌دهد که کمترین مقادیر شاخص در سناریوهای اول و چهارم رخ می‌دهد و پس از آن در سناریوهای دوم و پنجم الگوریتم مقاوم بودن بهتری داشته است.



شکل (3-11): شاخص مقاوم بودن فاز A در باس‌ها برای سناریوهای مختلف



شکل (3-12): شاخص مقاوم بودن فاز B در باس‌ها برای سناریوهای مختلف



شکل (3-13): شاخص مقاوم بودن فاز C در باس‌ها برای سناریوهای مختلف

فصل چهارم

نتیجه‌گیری و پیشنهادات

4-1 نتیجه‌گیری

تخمین حالت، عمل تخصیص مقدار به یک متغیر حالت نامعلوم سیستم بر طبق معیاری خاص است که با استفاده از اندازه‌گیری‌های انجام شده از آن سیستم ارائه می‌شود. معمولاً تعداد کمیت‌های اندازه‌گیری شده بیشتر یا کمتر از متغیرهای حالت می‌باشد لذا با استفاده از عمل تخمین حالت سیستم، مقادیر واقعی متغیرهای حالت، تخمین زده می‌شوند.

تخمین حالت در شبکه توزیع بر اساس تعداد محدودی اندازه‌گیری برخط انجام می‌شود چون با توجه به وسیع بودن شبکه توزیع، اندازه‌گیری از راه‌دور معمولاً برای تمام متغیرهای سیستم ممکن نیست. آنچه تاکنون در تحقیقات در ارتباط با تخمین حالت در شبکه توزیع بیشتر مطرح بوده مسئله کمبود اطلاعات اندازه‌گیری برای مشاهده‌پذیری کامل سیستم و فائق آمدن بر این مشکل با در نظر گرفتن اندازه‌گیری‌های فرضی و ... بوده است.

در مرجع [32] روش بهبودیافته‌ای برای تخمین حالت سه‌فاز به صورت بررسی جداگانه فازها در شبکه توزیع ارائه شده‌است. این مدل انواع مختلفی از ترانسفورماتورهای سه‌فاز، خطوط، بارها و واحدهای تولید پراکنده را در نظر گرفته است. در این روش الگوریتم حداقل مربعات وزن‌دار برای تخمین حالت سه‌فاز استفاده شده است. مدل اجزای سه‌فاز برای مشخصه‌های مختلفی از ترانسفورماتورها (باتوجه به اتصالات سیم‌پیچ آن‌ها)، خطوط (سه یا چهار سیمه)، بارها (وابسته به ولتاژ ستاره زمین شده یا نشده و یا مثلث زمین نشده)، واحدهای تولید پراکنده (ژنراتور سنکرون، ژنراتور القایی) نیز ارائه شده است. مدل‌سازی صحیح واحدهای تولید پراکنده (از قبیل نحوه اتصال و نوع DG) برای تخمین تلفات و تفاوت بین متغیرهای ورودی و خروجی (ولتاژ و توان اکتیو و راکتیو) اهمیت دارد.

با توجه به مدل دقیق ارائه شده از اجزای شبکه از جمله خط و ترانس و همچنین تولیدات پراکنده که در این تحقیق به صورت نامتقارن صورت گرفته است، تخمین حالت تک‌فاز نسبتاً دقیقی که تفاوت

کمی با خروجی پخش بار از خود نشان می‌دهد به دست آمده است. لذا هر چه تفاوت کمیت‌های تخمین‌زده شده و خروجی پخش بار کمتر باشد در واقع به مدل دقیق‌تری از تخمین حالت نامتقارن رسیده‌ایم.

در کار حاضر الگوریتم تخمین حالت سه‌فاز پیشنهادی توسط مرجع [32] که برای شبکه توزیع نامتعادل ارائه شده است، بر روی سیستم تست 13 باسه اصلاح شده IEEE مورد بررسی قرار گرفته است.

با انجام آزمایش‌های مختلف در تعداد، مدل و موقعیت اندازه‌گیری‌های بلادرنگ، مجازی و کاذب مشخص شد که این الگوریتم در مدیریت سیستم توزیع بسیار کارا و مقاوم است. محاسبات انجام شده در این تحقیق نشان می‌دهد که تخمین حالت سیستم توزیع به صورت نامتقارن می‌تواند در بهره‌برداری واقعی از سیستم توزیع به کار گرفته شود. با در نظر گرفتن سناریوهای مختلف در تغییر بار و تولید و محاسبه شاخص مقاوم بودن، میزان مقاوم بودن الگوریتم پیشنهادی بررسی شد. نتایج نشان می‌دهد که با وجود این تغییرات، الگوریتم تقریب خوبی از تخمین حالت برای فازهای a و b و c ارائه می‌دهد.

2-4-2-4-4 پیشنهادات

- 1- مدل‌سازی خودروهای الکتریکی و پاسخ‌گویی بار و وارد کردن آن‌ها در الگوریتم تخمین حالت
- 2- ارائه الگوریتم تخمین حالتی که به اندازه‌گیری‌های کاذب کمتری نیاز داشته باشد و بتواند دقت بیشتری را به وجود آورد.
- 3- در نظر گرفتن تلفات الکتریکی خطوط در الگوریتم تخمین حالت
- 4- ارائه مدل‌سازی دقیق برای ترانسفورماتورهای شامل تغییر دهنده تپ و فاز

پیوست الف

جدول (الف-1) زیرماتریس‌های ترانسفورماتور در شکل (3-4) را نشان می‌دهد که هر کدام از این ماتریس‌ها اینگونه تعریف می‌شوند [11-12] و [32]:

$$\hat{Y}_I = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{Y}_{SC} \\ \hat{Y}_{SC} \\ \hat{Y}_{SC+n} \end{bmatrix}; \hat{Y}_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \hat{Y}_{SC};$$

$$\hat{Y}_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \hat{Y}_{SC} \quad (\text{الف-1})$$

که:

$$\hat{Y}_{SC} = 1/\hat{Z}_{SC}; \hat{Y}_{SC+n} = 1/(\hat{Z}_{SC} + 3\hat{Z}_n)$$

Z_{sc} امپدانس اتصال کوتاه و Z_n امپدانس بین نقطه خنثی و زمین است. Y_I ماتریسی معین است در حالی که Y_{II} و Y_{III} منفرد هستند. بسته به روش اتصال، ماتریس‌های Y_{ps} ، Y_{ss} ، Y_{pp} و Y_{sp} می‌توانند منفرد یا معین باشند. منفرد بودن ماتریس‌ها در اجرای الگوریتم مشکلی ایجاد نمی‌کند.

جدول (الف-1): زیرماتریس‌های ترانسفورماتور (\hat{Y}_T) برای رابط‌های ترانسفورماتور سه‌فاز کم‌شونده رایج

\hat{Y}_{ss}	\hat{Y}_{sp}	\hat{Y}_{ps}	\hat{Y}_{pp}	رابط
\hat{Y}_I	$-\hat{Y}_I$	$-\hat{Y}_I$	\hat{Y}_I	$Y_N y_n$
\hat{Y}_{II}	$-\hat{Y}_{II}$	$-\hat{Y}_{II}$	\hat{Y}_{II}	$Y_N y, Y y_n, Y y, D d$
\hat{Y}_{II}	\hat{Y}_{III}	\hat{Y}_{III}^T	\hat{Y}_I	$Y_N d$
\hat{Y}_{II}	\hat{Y}_{III}	\hat{Y}_{III}^T	\hat{Y}_{II}	$Y d, D y$
\hat{Y}_I	\hat{Y}_{III}	\hat{Y}_{III}^T	\hat{Y}_{II}	$D y_n$

پیوست ب

در جدول (ب-1) داده‌های استفاده شده برای شبیه‌سازی ترانسفورماتور در باس‌ها و در جدول (ب-2) مقدار تولید واحدهای تولید پراکنده ارائه شده است.

در جدول (ب-3) طول خطوط و در جدول (ب-4) مقدار بار در باس‌های مختلف آمده است [34].

جدول (ب-1): داده‌های ترانسفورماتور

داده‌های ترانسفورماتور					
X-%	R-%	ولتاژ و نحوه		kVA	
		اتصال سمت فشار ضعیف	اتصال سمت فشار قوی		
8	1/0	4/16 – Gr.Y	115 – D	5000	ترانس گره 650
2	1/1	0/48 – Gr.V	4/16 – Gr.V	500	ترانس گره 634

جدول (ب-2): واحدهای تولید پراکنده

Ph-3 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-1 (kW)	نوع	گره
						PV=1, IG=2, SG=3	
0	10	0	10	0	10	1	633
3	17	3	17	3	17	2	680
10	30	10	30	10	30	3	675

جدول (ب-3): طول خطوط

طول (ft)	گره B	گره A
500	645	632
500	632	633
300	646	645
800	652	684
2000	671	632
300	684	671
1000	671	680
500	675	671
300	611	684

جدول (ب-4): بارها

Ph-3 (kVAr)	Ph-3 (kW)	Ph-2 (kVAr)	Ph-2 (kW)	Ph-1 (kVAr)	Ph-1 (kW)	گره
90	120	90	120	110	160	633
0	0	125	170	0	0	645
0	0	132	230	0	0	646
0	0	0	0	86	128	652
439	672	258	451	230	402	671
12	290	-140	68	-10	485	675
-20	170	0	0	0	0	611

- [1] Abur A. and Exposito A.G. (2004), “**Power system state estimation: theory and implementation**”, Marcel Dekker.
- [2] Singh R., Pal B.C. and Jabr R.A. (2009) “Choice of estimator for distribution system state estimation” **IET Gener. Transm. Distrib.**, **152**, pp 240–246.
- [3] Farantatos E., Huang R., Cokkinides G.J. and Meliopoulos A.P., (2011) “Implementation of a 3-phase state estimation tool suitable for advanced distribution management systems”, IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE), pp 1–8, USA, Phoenix.
- [4] Lu C.N., Teng J.H. and Liu W.H.E. (1995) “Distribution system state estimation” **IEEE Trans. Power Syst.**, **10**, pp 229–240.
- [5] Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J. and Stefopoulos G.K., (2005) “Numerical experiments for three-phase state estimation performance and evaluation”, Power Tech, IEEE Russia, pp 1–7, Russia, St. Petersburg.
- [6] Wu W., Ju Y., Zhang B. and Sun H. (2012) “A distribution system state estimator accommodating large number of ampere measurements” **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, **43**, pp 839–848.
- [7] Thornley V., Jenkins N. and White S., (2005) “State estimation applied to active distribution networks with minimal measurements”, The 15th Power Systems Computation Conference, pp 22-26, Liege, Belgium.
- [8] Li K. (1996) “State estimation for power distribution system and measurement impacts” **IEEE Trans. Power Syst.**, **11**, pp 911–916.
- [9] Haibin W. and Schulz N.N. (2004) “A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact” **IEEE Trans. Power Syst.**, **19**, pp 207–213.
- [10] Lubkeman D.L., Jianzhong Z., Ghosh A.K. and Jones R.H. (2000) “Field results for a distribution circuit state estimator implementation” **IEEE Trans. Power Deliv.**, **15**, pp 399–406.

- [11] Chen T.H., Chen M.S., Inoue T., Kotas P. and Chebli E.A. (1991) “Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis” **IEEE Trans. Power Deliv.**, **6**, pp 1671–1681.
- [12] Xiao P., Yu D.C. and Yan W. (2006) “A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations” **IEEE Trans. Power Syst.**, **21**, pp 153–159.
- [13] Singh S. and Ghose T. (2013) “Improved radial load flow method” **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, **44**, pp 721–727.
- [14] Strezoski V.C. and Trpezanovski L.D. (2000) “Three-phase asymmetrical load-flow” **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, **22**, pp 511–520.
- [15] Kamh M.Z. and Iravani R. (2011) “A unified three-phase power-flow analysis model for electronically coupled distributed energy resources” **IEEE Trans. Power Deliv.**, **26**, pp 899–909.
- [16] Araujo L.R., Penido D.R.R. and Vieira F.A. (2013) “A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems” **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, **53**, pp 632–642.
- [17] Abbasi A.R. and Seifi A.R. (2013) “A new coordinated approach to state estimation in integrated power systems” **Int. J. Electr. Power Energy Syst.**, **45**, pp 152–158.
- [18] Hansen C.W. and Debs A.S. (1995) “Power system state estimation using three-phase models” **IEEE Trans. Power Syst.**, **10**, pp 818–824.
- [19] Kersting W.H. (2002), “**Distribution system modeling and analysis**”, CRC Press.
- [20] Korres G.N. (2002) “A robust method for equality constrained state estimation” **IEEE Trans. Power Syst.**, **17**, pp 305–314.
- [21] Zhu Y. and Tomsovic K. (2002) “Adaptive power flow method for distribution systems with dispersed generation” **IEEE Trans. Power Deliv.**, **17**, pp 822–827.
- [22] Tafreshi S.M.M. and Mashhour E. (2009) “Distributed generation modeling for power flow studies and a three-phase unbalanced power flow solution for radial distribution systems considering distributed generation” **Electr. Power Syst. Res.**, **79**, pp 680–686.

- [23] Saric´ A.T. and Rankovic´ A. (2012) “Load reallocation based algorithm for state estimation in distribution networks with distributed generators” **Electr. Power Syst. Res.**, **84**, pp 77–82.
- [24] Leite J.B. and Mantovani J.R.S. (2016) “Distribution system state estimation using the hamiltonian cycle theory” **IEEE Trans. Smart Grid**, **7**, pp 366 – 375.
- [25] Gomez-Exposito A., Abur A., Villa Jaen A. and Gomez-Quiles C. (2011) “A multilevel state estimation paradigm for smart grids” **Proceedings of the IEEE**, **99**, pp 952-976.
- [26] Singh Gyanendra Er. (2013) “An algorithm for observability determination in bus-system state estimation using matlab simulation” **Int. J. Sci. Eng. Res.**, **4**, pp 947-955.
- [27] Kersting W.H. (2012), “**Distribution system modeling and analysis**”, CRC Press.
- [28] Cobelo I., Shafiu A., Jenkins N. and Strbac G. (2007) “State estimation of networks with distributed generation” **Eur. Trans. Electr. Power**, **17**, pp 21–36.
- [29] Anderson P.M. (1995), “**Analysis of faulted power systems**”, John Wiley and Sons.
- [30] Fox B., Flynn D., Bryans L., Jenkins N., Milborrow D., O’Malley M., Watson R. and Anaya-Lara O. (2007), “**Wind power integration: connection and system operational aspects**”, The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom.
- [31] Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R. (2008), “**Power systems dynamics and stability**”, second edition, Wiley.
- [32] Rankovic´ A., Maksimovic´ B.M. and Saric´ A.T. (2014) “A three-phase state estimation in active distribution networks” **Electr. Power Energy Syst.**, **54**, pp 154–162.
- [33] Saric´ A.T., and C´iric´ R.M. (2003) “Integrated fuzzy state estimation and load flow analysis in distribution networks” **IEEE Trans. Power Deliv.**, **18**, pp 571–578.
- [34] <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>.

Abstract

State estimation is defined as attribution of determined amount to an unknown state variable on a specific criteria that is presented through carried on measurements. Usually the number of measured quantities are more or less than state variable. So, the real value of state variables are estimated through state estimation. Even the measured quantities can be corrected via state estimation.

The distribution networks consist of radial, short and un-transposed feeders with high R/X ratios and with single- phase for residential customers or three phase for both commercial and industrial customers. Therefore, the distribution networks are unbalanced in general. Furthermore, even if the distribution network is balanced, the asymmetrical faults additionally cause imbalanced conditions. So, it is suggested to use a model in network which can estimate system in these imbalanced conditions.

For electrical system especially transmission level, single phase state estimation is common but in distribution network due to imballancity, single phase state estimation has significant error.

In this study we are looking for improved method for three phase state estimation through investigating phases in distribution network.

In this case, an accurate and reliable model in distribution system calculations is achived. Then, proposed model is demonstrated on modified 13 bus IEEE test system and evaluated the rate of its validity. Finally using an index and change in input quantities, the robustness of algorithm has been evaluated.

Keywords: State estimation, Distribution system, Weighted least square algorithm, Three phase algorithm



Faculty of Electrical and Robotic Engineering
MSc Thesis in Electrical Power System Engineering

**Presentation of Indexes to Examine Robustness of Three Phase State
Estimation Algorithm in Unbalanced Distribution Network with
Distributed Generation Units**

By:
Farnaz Ahmadi

Supervisor:
Dr Mohsen Assili

September 2016