

Формализованная расстановка устройств управления режимами в сетях мегаполисов

ФРОЛОВ О.В., ЧЕМБОРИСОВА Н.Ш., МУЛИЦ Н.С.

Предварительный формализованный анализ схемно-режимных ситуаций на основе ранжированного списка узлов и матрицы адресности позволяет значительно снизить объем расчетов, необходимых для расстановки устройств управления в электроэнергетических системах, предварительно скоординировать функционирование устройств в аварийных (короткое замыкание) и нормальных режимах.

Ключевые слова: электрические сети мегаполисов, режимы, устройства управления, формализованный анализ

Расстановка устройств, позволяющих корректировать параметры установившихся и аварийных режимов в заданном направлении, является достаточно сложной задачей, особенно в условиях мегаполиса. Одним из характерных примеров системы электроснабжения (ЭС) мегаполиса является Ленинградская энергосистема, осуществляющая электроснабжение Санкт-Петербурга и Ленинградской области, имеющая высокую концентрацию мощностей нагрузок и централизацию производства, транспорта и распределения электрической и тепловой энергии.

Особенностями современных мегаполисов являются: плотная застройка, большое число автомагистралей, дороговизна земли, большой объем подземных коммуникаций (метро, телефонные кабели, водопровод, канализация, теплотрассы и т.п.). В связи с этим в энергосистемах мегаполисов необходимым становится использование компактных подстанций (ПС) и линий электропередачи (ЛЭП), перевод воздушных линий в кабельные, строительство закрытых ПС подземного исполнения.

Крупные потребители в системах мегаполисов — это системы жизнеобеспечения города, такие как централизованное теплоснабжение, метрополитен, канализация, водопровод, городской, железнодорожный и воздушный транспорт, связь, высотные здания и т.п., поэтому понижение надежности электроснабжения таких потребителей недопустимо.

Возможно появление группы потребителей с крайне неблагоприятными с точки зрения устойчивости характеристиками, что также можно отнести к особенностям ЭС. Кроме того, особенностями являются:

The use of a preliminary formalized analysis of network configuration and operating mode contingencies carried out on the basis of a ranked list of nodes and address matrices makes it possible to considerably reduce the amount of calculations required for placing control devices in electric power systems and to preliminarily coordinate the operation of such devices under emergency conditions (short-circuit faults) and in normal operating modes.

Key words: electric networks of megapolises, operating modes, control devices, formalized analysis

ухудшение условий работы сильно загруженных сетей наложением значительных транзитных потоков;

наличие потребителей первой категории и несколько менее ответственных потребителей второй категории, общая доля которых в крупнейших городах оценивается в 70–80% общей нагрузки города; даже частичное погашение систем электроснабжения таких городов имеет серьезные социально-экономические последствия, поэтому для них целесообразно использовать схемы, обеспечивающие высокую надежность электроснабжения.

Кроме того, могут иметь место следующие проблемы:

недостаточная отключающая способность выключателей в сетях высокого напряжения, приводящая в нормальных и ремонтных режимах к необходимости разделения электрических сетей и понижению их надежности;

неравномерный характер загрузки электрических сетей в течение суток;

загрузка некоторой части сети транзитными потоками мощности, что влечет за собой недостаточные возможности управления такой сетью;

большая концентрация генерирующих мощностей и нагрузки на сравнительно небольшой территории; резко переменный суточный график потребления;

короткие связи, большое число кабельных линий;

режимные ограничения, связанные, в основном, с токовой загрузкой связей;

высокий уровень токов короткого замыкания, снижение которых при большой плотности сетей разного класса напряжения является важной зада-

чей, так как влияет на устойчивую работу энерго-системы в целом;

широкое применение стационарного секционирования сети для снижения уровня токов короткого замыкания (ТКЗ) и загрузки связей в нормальном режиме;

недостаточная оснащенность источниками реактивной мощности, приводящая к сниженным уровням напряжения отдельных узлов сети.

В связи с указанными проблемами и особенностями функционирования мегаполисов при расстановке устройств управления нормальными, ремонтными, аварийными и послеаварийными режимами возникает необходимость в формализованной одновременной оценке нескольких режимных параметров, каждый из которых может влиять на другие.

Например, замкнутые сети позволяют повысить надежность электроснабжения потребителей, зачастую и снижение потерь в сети, но также приводят к росту ТКЗ. Успешное ограничение ТКЗ с использованием стационарно установленных реакторов может привести к изменению параметров установившегося нормального и послеаварийного режима, ухудшая его по значению токовой загрузки линий и т.п. В связи с этим необходимо проводить расстановку устройств ограничения ТКЗ с последующей проверкой уровней напряжения и токов загрузки линий; расстановку устройств компенсации реактивной мощности в узлах с последующей проверкой уровней ТКЗ и т.д., то есть координировать работу отдельных устройств в различных режимах.

Для примера рассматривались выбор типа и мест размещения устройств, обеспечивающих снижение уровней ТКЗ в сетях 110–330 кВ Ленинградской энергосистемы; анализировалась эффективность различных технических решений, обеспечивающих ограничение ТКЗ при сохранении связности электрической сети и приемлемых уровнях напряжения в узлах и тока в ветвях.

Одной из мер по ограничению ТКЗ в электроэнергетических системах является снижение «жесткости» узлов сети [1]. Узел, уровень напряжения которого слабо зависит от изменения нагрузки, называют жестким, а узел с противоположными свойствами – сенсорным [2, 3]. Наиболее «жесткие» узлы, как правило, наиболее неблагоприятные по уровню ТКЗ, и в них следует располагать устройства ограничения ТКЗ (УОТКЗ) [4]. Поэтому для предварительного анализа интерес представляет ранжированный по степени жесткости список узлов, который можно получить до расчетов установившихся режимов или ТКЗ на основе сопостав-

ления значений разности между собственной и суммой взаимных реактивных проводимостей в каждом узле [1]. В этом списке наиболее жесткие узлы (емкостное значение разности) собираются в одном его конце, а сенсорные – в другом. Наличие связей между жесткими узлами, находящимися электрически близко друг к другу, сопровождается ростом ТКЗ, поэтому целесообразна установка реакторов в связях жестких узлов между собой или отключение таких связей (секционирование сети). В то же время мероприятия, снижающие уровень ТКЗ, должны сопровождаться мерами, обеспечивающими регулирование напряжения и реактивной мощности в узле, поддержание напряжения при удаленных возмущениях и быстрое восстановление напряжения после близкого КЗ, для чего также может использоваться ранжированный список узлов [5].

Поскольку в жестких узлах уровень напряжения поддерживается достаточно хорошо, то размещение в таких узлах УОТКЗ на основе реакторов не приводит к значительным изменениям напряжения не только в жестком узле, но и в его ближайшем окружении. В сенсорных узлах изменение напряжения более значительно, поэтому необходима проверка уровней напряжения в установившемся режиме с учетом установки, например стационарных токоограничивающих реакторов (ТОР). Необходима также проверка допустимой токовой загрузки близлежащих линий, так как установка реакторов может привести к перераспределению перетоков мощностей (токов) по линиям.

Для автоматизации расчетов было разработано приложение с использованием Microsoft Excel, позволяющее вычислить значения собственных и взаимных проводимостей в узлах, провести ранжирование. Исходная информация выбиралась из данных для расчетов установившихся режимов с использованием программно-вычислительного комплекса «RastrWin» (раздел «Ветви»).

Для примера расчет и анализ результатов расчетов ТКЗ проводились в предварительно замкнутой схеме при включении отключенных ранее по условию высоких ТКЗ элементов сети (линий, секционных или междушинных выключателей шин 110 кВ).

До расчетов ТКЗ в сети 110–330 кВ Санкт-Петербурга и Ленинградской области был получен ранжированный список узлов, выстроенный в порядке возрастания степени их жесткости, что позволило провести поиск эффективных мероприятий для ограничения ТКЗ и существенно сократить число расчетных вариантов.

Наиболее жесткими в упомянутой сети являются узлы напряжением 330 кВ. Список жестких узлов (частично): ПС1, ПС2, ПС3, ПС4, ПС5, ПС6 это – узлы, мероприятия по ограничению ТКЗ в которых могут быть наиболее эффективными.

При анализе приведенных данных можно сделать вывод об эффективности разделения (отключения линий, включение в рассечку реактора) электрически близко расположенных жестких узлов, например, ПС1 и ПС5, ПС4 и еще одной ПС 10, также относящейся к списку наиболее жестких узлов в сети 330 кВ Ленинградской энергосистемы.

В установившихся режимах при проверке уровней напряжения с учетом предлагаемых для ограничения ТКЗ устройств (реакторов) было выявлено, что в жестких узлах напряжения изменяются меньше, чем в сенсорных узлах. Например, в жестком узле для изменения напряжения на 1 кВ необходимо изменение реактивной мощности на 100–120,5 Мвар; в сенсорном узле для этого потребуется мощность, на порядок меньшая.

При ограничении ТКЗ с помощью специальных УОТКЗ в этих узлах или на отходящих линиях электропередачи в отличие от секционирования не происходит существенного снижения показателей надежности электроснабжения, поэтому более оправдана, например, установка ТОР последовательно с секционными или междушинными выключателями, а резонансные устройства ограничения тока (РУОТ) – в линии электропередачи. Следует отметить, что стоимость реакторов в несколько раз меньше, чем стоимость РУОТ, что может послужить обоснованием для преимущественного использования стационарных реакторов при выявлении их слабого влияния на установившийся режим.

В результате предварительного анализа и последующих расчетов ТКЗ была получена скорректированная схема с учетом вводимых для ограничения ТКЗ мероприятий:

установки РУОТ в воздушные линии 330 кВ, соединяющих ПС1 и ПС5, ПС4 и ПС10;

отключения секционных выключателей между секциями шин ПС3.

Для скорректированной схемы были проведены расчеты ТКЗ, установившихся режимов, анализ допустимости токовой загрузки линий электропередачи и уровней напряжения, проанализированы послеаварийные режимы (отключение наиболее загруженной по току линии вблизи от УОТКЗ) и необходимость корректировки предлагаемых мероприятий по ограничению ТКЗ по результатам анализа параметров установившегося и послеаварийных режимов.

Следует отметить, что в скорректированной схеме ТКЗ, уровни напряжения во всех узлах и токовая загрузка линий находятся в допустимом диапазоне. Токовая загрузка линий является также экономически целесообразной.

Кроме того, задача управления текущими и перспективными установившимися и переходными режимами включает в себя анализ и рациональное распределение транзитных перетоков активной и реактивной мощности. В Ленинградской энергосистеме транзитный переток проходит через сети Санкт-Петербурга, что приводит к появлению дополнительных потерь от транзитных перетоков, которые являются частью суммарных потерь электроэнергии в энергосистеме. Методика адресности, разработанная в [6], позволяет определить генераторы, потоки мощности от которых в основном формируют транзитный переток, оценить их значение и потери по пути следования.

При распределении активных и реактивных мощностей генерации между потребителями возникают вопросы о доле участия каждой станции в снабжении конкретной нагрузки и определении потоков мощности от каждого генератора по ветвям схемы электрической сети. Поставленная задача называется проблемой адресности. Предлагаемый алгоритм её решения может использоваться для схем большой размерности. Он основан на поиске путей на ориентированном графе и позволяет за число циклов, равное числу генераторных узлов, определить долю активной и реактивной мощности, текущей от каждого генераторного узла в нагрузочные узлы по конкретным ветвям схемы сети [8].

Полученные в результате расчетов относительные перетоки показывают, какая доля от мощности генераторного узла течет в ветви i , поэтому их принято называть коэффициентами адресности $A_{перми}$ перетока в ветви i , где m – порядковый номер генератора. Коэффициент адресности – безразмерная величина. Если умножить этот коэффициент на мощность генераторного узла, получим долю мощности генераторного узла, текущую по ветви i ($A_{перми} P_m$, МВт).

Основное участие в распределении потоков мощности Санкт-Петербурга принимают блоки ЛАЭС-2 и ЛАЭС (шины 330 кВ). Расчеты проводились для перспективной схемы в спрогнозированных режимах зимнего максимума и летнего минимума для потоков мощности от шин 330 кВ ЛАЭС-2 (Г1) и ЛАЭС (Г2).

Таким образом, была решена задача декомпозиции активного потокораспределения. Результаты для режима зимнего максимума представлены в

таблице, где показаны фрагменты полной таблицы коэффициентов адресности перетоков и потерь, а также перетоки мощности в ветвях, связанных с каждым генератором. Анализ показывает, что значения перетоков и потерь мощности в ветвях совпадают с исходным потокораспределением.

После определения для каждого генераторного узла коэффициентов адресности и значений перетоков в ветвях деревьев могут быть определены коэффициенты адресности, связанные с передачей генераторных мощностей в нагрузочные узлы.

Определение перетоков от выбранных генераторных узлов в нагрузочные узлы и соответствующих им коэффициентов адресности проводится в соответствии с [8]. Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

генераторный узел ЛАЭС-2 принимает большее участие в электроснабжении нагрузок;

потоки мощности, отходящие от шин 330 кВ ЛАЭС, в основном являются транзитными; это не исключает того, что часть выдаваемой этой станцией мощности идет на покрытие нагрузок связанных с ней подстанций.

| Ветвь i | Коэффициенты адресности, перетоки мощности (МВт) | | | | S, МВт |
|---|--|-------------------------|----------------------------|-------------------------|------------------------|
| | Г1 | | Г2 | | |
| | $A_{пер1i}$ | $A_{пер1i}P_1$, МВт | $A_{пер2i}$ | $A_{пер2i}P_2$, МВт | |
| ЛАЭС-2 – ПС 12: начало конец потери | 0,0975 0,0973 0,0002 | 90,2 90 0,2 | – – – | – – – | 90,2 90 0,2 |
| М | М | М | М | М | М |
| ЛАЭС – ПС 5: начало конец потери | – – – | – – – | 0,3643 0,3565 0,0077 | 744,2 728,5 15,7 | 744,2 728,5 15,7 |

Примечание. В начале связи («начало») записана мощность, переданная (индекс «пер») из генераторного узла в нагрузочный, а в конце связи («конец») – мощность, поступившая в нагрузочный узел; разность этих мощностей равна потерям («потери») мощности при ее передаче из генераторного в нагрузочный узел; для определения соответствующих коэффициентов адресности достаточно разделить эти мощности на суммарную мощность генераторного узла.

Для ЛАЭС (шины 330 кВ) значение мощности, которая передается от ее шин к нагрузкам, составляет 523,6 МВт, значение транзитного перетока – 1520 МВт.

Таким образом, использование методики определения адресности передачи активной мощности

в электроэнергетических системах позволяет оценить:

долю участия каждого из генераторных узлов в формировании транзитного перетока;

значения самих транзитных перетоков и потери, которые возникают при их прохождении по сетям энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области.

Расчеты проводились также для режима летнего минимума и позволили получить аналогичные выводы.

Для автоматизации расчетов было разработано приложение с использованием языка Visual Basic и программы Microsoft Excel [2,3], позволяющее вычислить матрицы адресности для ветвей и нагрузочных узлов. Часть исходных данных к нему выбиралась из результатов расчетов установившихся режимов с использованием программно-вычислительного комплекса «RastrWin» (раздел «Ветви»). Следует отметить, что в таблице приведены полученные результаты.

После анализа матриц адресности было выявлено несколько мест установки устройств, позволяющих перераспределение транзитных перетоков, одним из которых является линия ЛАЭС–ПС5. Здесь предлагается установка одного из необходимых для изменения транзитного перетока устройств: управляемого устройства продольной компенсации (УУПК) или управляемого фазоворотного трансформатора (УФПТ). При выборе устройства следует учитывать, что ПС5 является жестким узлом. В связи с этим установка УУПК нежелательна, так как сделает ПС ещё более жестким узлом с ещё большими ТКЗ на ее шинах. Наличие УФПТ в связи ЛАЭС–ПС5 может позволить некоторое дополнительное ограничение ТКЗ. Таким образом, при согласованном выборе устройств могут быть учтены и параметры установившегося режима, и ТКЗ.

Выводы. 1. Предварительный расчет и анализ ранжированного списка узлов позволяет существенно сократить объем расчетов, необходимых для выбора типа и места установки УОТКЗ или определения мест секционирования сети

2. Использование матрицы адресности позволяет выявить пути следования транзитных перетоков и существенно сократить объем расчетов, необходимых для выбора места размещения устройства управления установившимися режимами.

3. При выборе устройств управления установившимися режимами необходимо также учитывать информацию, которую предоставляет ранжированный список узлов, что позволяет выбирать тип и место установки устройства, которые не станут

причиной ухудшения режима работы сети и возрастания ТКЗ.

4. Предварительный формализованный анализ схемно-режимной ситуации на основе ранжированного списка узлов и матрицы адресности позволяет существенно сократить объемы расчетов, необходимых для расстановки устройств управления режимами ЭЭС, предварительно скоординировать работу устройств в аварийных (КЗ) и нормальных режимах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Фролов О.В., Чемборисова Н.Ш.** Оценка жесткости узлов схемы при ограничении токов короткого замыкания в сетях мегаполисов. Релейная защита и автоматика энергосистем. Сб. докладов XX конференции, Москва, 1–4 июня 2010. — М.: Научно-инженерное информационное агентство, 2010.

2. **Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З и др.** Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. — Новосибирск: Сиб. издат. фирма РАН, 1999.

3. **Савоськин Н.Е.** Надежность электрических систем. — Пенза: Изд-во Пензенского ГУ, 2004.

4. **Руководящие** указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. — М.: Изд-во «НЦ ЭНАС», 2006.

5. **Фролов О.В., Чемборисова Н.Ш.** Повышение эффективности расстановки устройств ограничения токов короткого замыкания в сетях мегаполисов. — Новое в российской электроэнергетике, 2011, № 4.

6. **Гамм А.З., Голуб И.И.** Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе. — Электричество, 2003, №3.

[18.01.12]

Авторы: Фролов Олег Валерьевич окончил в 1995 г. Ленинградский политехнический институт по специальности «Электроэнергетические системы и сети». В 2007 г. защитил кандидатскую диссертацию «Оптимизация режимов энергосистемы Северо-Запада на основе применения фазорегулирующих устройств» в Санкт-Петербургском государственном университете. Генеральный директор ОАО «НИИПТ».

Чемборисова Наиля Шавкатовна окончила в 1974 г. энергетический факультет Ташкентского политехнического института по специальности «Электроэнергетические системы и сети». В 2004 г. защитила докторскую диссертацию «Обобщенные показатели в задачах управления установившимися режимами ЭЭС» в ИСЭМ СО РАН. Профессор кафедры «Электроэнергетические системы» МЭИ.

Мулиць Нина Сергеевна окончила в 2010 г. электромеханический факультет Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Инженер ОАО «НИИПТ».

* * *

Вниманию предприятий, организаций, НИИ, вузов России и зарубежных фирм!

Журнал «Электричество» предоставляет свои страницы для

- РЕКЛАМЫ ИЗДЕЛИЙ отечественных предприятий и зарубежных фирм в области энергетики, электротехники, электроники, автоматики
- ПУБЛИКАЦИИ ОБЪЯВЛЕНИЙ о научных симпозиумах, конференциях, совещаниях, семинарах
- ДРУГОЙ ИНФОРМАЦИИ, соответствующей тематике журнала

Сообщаем, что журнал поступает к зарубежным подписчикам во многих странах мира.

Напоминаем наш адрес: 101000 Москва, Главпочтамт, а/я 648.

Тел./факс (7-495)362-7485