УПРОЩЕННЫЕ РАСЧЕТНЫЕ СХЕМЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

АВТОРЫ:

В.И. ФРОЛОВ,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

П.С. АБАКШИН,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»

Режимная надежность электроэнергии для потребителя — это способность энергосистемы обеспечивать потребителей постоянно без каких-либо перерывов электроэнергией необходимого качества. Это свойство системы определяется запасами статической и динамической устойчивости системы, в том числе за счет наличия резервирования выбывающих мощностей при отказах оборудования.

Ключевые слова: режимная надежность энергосистем; упрощенная расчетная схема; недоотпуск электроэнергии потребителям; предельный режим; сценарии отказов оборудования.

Последствия аварии на Саяно-Шушенской ГЭС

ВВЕДЕНИЕ

Оценка надежности функционирования энергосистемы по данным текущих, характерных и предельных режимов является одной из основных задач в условиях эксплуатации электроэнергетических систем.

Методические вопросы оценки надежности, ее разновидности [1] и варианты решения задач представлены в многочисленных работах [2–4, 6, 7]. В работе «Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике» [2] описываются методы решения и анализ результатов оценки режимной надежности энергосистем для разных состояний энергосистемы. Эти методы нашли практическое применение в серии программ, разработанных в Сибирском энергетическом институте [3, 4].

Методы оценки надежности энергосистемы в целом при достаточно детальном описании всех ее элементов требуют много дополнительной информации и значительного времени на вычисления. Наиболее трудоемкими являются операции, связанные с моделированием отказов электротехнического оборудования [2].

Однако полезные для практики результаты с достаточной точностью и за приемлемое время можно получать, применяя различные способы упрощения. Так, в некоторых работах [2–4] используются методы декомпозиции расчетной схемы энергосистемы, различные методы ранжирования аварийных ситуаций и т.п.

В данной статье предлагается метод ускорения процессов моделирования и оценки последствий отказов электротехнического оборудования с использованием упрощенных расчетных схем (УРС), формируемых методом «расширяющихся вложенных фрагментов» (РВФ), простейшим вариантом которого является метод «ярусного эквивалентирования» [5, 11, 12]. В общем случае УРС, обеспечивающая требуемую точность, создается в процессе моделирования аварийной ситуации критического объекта энергосистемы, надежность которого подлежит оценке. К этим упрощенным схемам применимы все приемы упрощения, разработанные к настоящему времени.

Использование УРС позволяет многократно ускорить решение и сопутствующих задач, возникающих при расчетах показателей надежности.

ПОКАЗАТЕЛЬ НАДЕЖНОСТИ

Потребители электроэнергии определяют режимную надежность как способность энергосистемы обеспечивать потребителей электроэнергией без перерывов и необходимого качества. Эта способность определяется запасами статической и динамической устойчивости, в том числе за счет возможности резервирования выбывающих мощностей при отказах оборудования [6].

Из опыта эксплуатации энергосистемы известно, что наибольший ущерб приносят аварии на крупных источниках генерации, на участках электрической сети со значительными перетоками мощности и на крупных подстанциях.

Количественно тяжесть аварий в большинстве случаев можно оценить через недоотпуск мощности или энергии потребителям. Режимы резервирования для энергосистемы также имеют недостатки: увеличиваются потери, нарушается график ремонтов и т.д. [2, 6].

В соответствии с теорией надежности показатель надежности имеет вероятностную природу [6]. Это означает, что помимо ущербов при авариях в нем должны отражаться и вероятности этих аварий. Таким показателем надежности может быть математическое ожидание недоотпуска (среднее по всем авариям) за единицу времени (как правило, год) [2].

Вероятность аварии (отказ генератора, линии передач, отказ оборудования подстанции, РУ и т.п.) определяются либо на основе обработки статистических данных по отказам, либо с помощью специальных алгоритмов и программ для вычисления вероятности отключения объекта по вероятностям отказов его отдельных элементов.

Величины недоотпуска вычисляются путем моделирования аварийных ситуаций для каждого установившегося режима.

Выбранный показатель при надлежащем уровне моделирования энергосистемы отвечает естественным представлениям о надежности. Так, например, оценка надежности будет повышаться после включения дополнительной линии передач, дополнительного реактора или компенсатора, при увеличении резерва активной или реактивной мощности, и, наоборот, понижаться при старении оборудования [7] или при увеличении неравномерности нагрузок.

Величина недоотпуска позволяет оценивать надежность объектов энергосистемы и ее надежность в целом. Недоотпуск может использоваться и при краткосрочном планировании режимов, и в долговременной перспективе при оценке эффективности планируемых мероприятий по модернизации и развитию энергосистемы.

Объективность оценок будет гарантирована, так как критерий надежности соответствует инженерным представлениям и основан на методах математической теории надежности.

Однако вычисление этого показателя надежности требует большого количества расчетов установившегося режима (УР) и переходных режимов для моделирования отказов оборудования в энергосистеме.

ПУТИ УСКОРЕНИЯ РАСЧЕТОВ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Основным ограничением для использования критериев надежности в практической работе является длительность ожидания результатов расчетов УР. В основном это обусловлено сложностью и большой размерностью расчетных схем энергосистем (десятки тысяч узлов и ветвей).

Рассмотрим некоторые возможности ускорения процесса получения практических результатов для более широкого использования расчетов показателей надежности в практике проектирования и управления энергосистемой.

Первое направление — ускорение процедур, связанных с выбором сценариев отказов оборудования. Проблема состоит в том, что последствия отказов зависят от текущего режима энергосистемы. В этом направлении на основе опыта эксплуатации специалистами АО «СО ЕЭС» проведена классификация аварий по степени их воздействия на режимы энергосистемы [8, 9]. Разработке эффективных алгоритмов формирования списка отказов посвящена работа Ю.Н. Кучерова и соавторов [10]. Важное место в этой работе занимают эвристические и экспертные методы, разработанные на основе опыта эксплуатации энергосистемы.

Однако ввиду сложности объекта энергосистемы результатом применения таких методов является, как правило, большой перечень ее состояний, которые необходимо моделировать путем расчетов УР в соответствующих аварийных расчетных схемах (АРС). В общем случае, каждая авария может получить развитие в виде отключения оборудования, не связанного непосредственно с местом аварии, и результат моделирования должен быть представлен в виде последовательности АРС и соответствующих аварийных режимов [2]. Для моделирования таких аварий могут потребоваться расчетные модели энергосистемы с учетом динамики.

Ускорение процесса моделирования в большинстве случаев можно получить за счет автоматизации методов формирования упрощенных АРС. Так, наиболее тяжелыми авариями (и для моделирования) являются отключения линий передач, приводящие к разделению системы на части. Этот вид аварий моделируется процессом утяжеления с вычислением предельных режимов. Здесь и далее под предельным режимом будем понимать последний сходящийся режим вдоль траектории утяжеления.

Предельный режим (соответствующий максимальному значению утяжеляемого параметра) можно использовать и для определения ограничений (запасов по устойчивости), а последовательность этих значений для разных УРС — для оценки их точности. Решение подобных задач для большой РС, без сокращения размеров схемы, требует много времени.

Так, РС энергосистемы России содержат порядка 10 000 узлов; при определении одного предельного режима по заданной траектории утяжеления приходится вычислять не менее 10 режимов. Учитывая, что в энергосистеме имеется, например, не менее 100 контролируемых сечений, объем вычислений оказывается большим.

Эффективным приемом ускорения решения этой задачи является сокращение размерности РС — применение упрощенных РС существенно меньшей размерности.

МЕТОД ВЛОЖЕННЫХ РАСШИРЯЮЩИХСЯ ФРАГМЕНТОВ

Опыт применения УРС в виде связных фрагментов, содержащих источник возмущения и ближайшие узлы энергосистемы, получаемых различными методами «эквивалентирования», в течение предыдущих десятилетий был весьма успешным, но требовал большого искусства от инженера-«режимщика».

Ярусное эквивалентирование (ЯЭ) [5, 11, 12] является по существу алгоритмизацией применявшегося на протяжении десятилетий метода «связных фрагментов», когда в качестве УРС выбирался связный фрагмент исходной электрической схемы, размер которого определялся интуитивными соображениями.

Согласно методике ЯЭ, по определенному алгоритму формируется последовательность расширяющихся фрагментов РС (предыдущие фрагменты вложены в последующие), из которых выбирается УРС, отвечающая критерию точности.

Данные фрагменты только в простейшем случае являются ярусами.

РАСЧЕТНАЯ СХЕМА

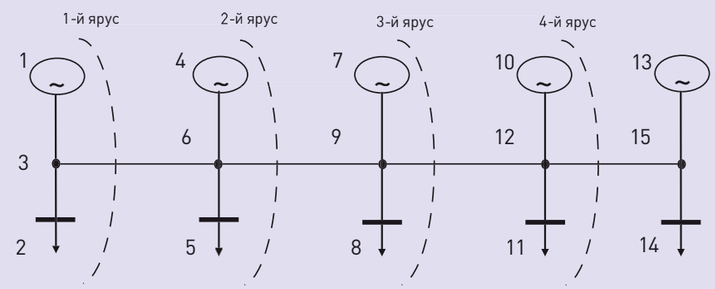

Рис. 1

В общем случае — это создаваемые по специальным алгоритмам промежуточные подсистемы.
И более правильным названием для него было бы «метод расширяющихся вложенных фрагментов» (РВФ).

Исходными данными для его применения, например, в расчетах предельного режима, являются:

- расчетная электрическая схема (РС) энергосистемы, размер которой гарантирует точность получения результата (назовем ее условно полной);
- исходный, нормальный, установившийся режим (УР);
- траектория утяжеления (локальное возмущение в виде задания на расчет) для каждого рассматриваемого критического объекта РС;
- минимальная УРС(1), включающая все активные элементы, участвующие в процессе утяжеления.

Алгоритм расчета — итерационный. На каждом его шаге формируется УРС, и для нее вычисляется предельный режим с оценкой его точности. Процесс завершается при достижении требуемой точности. Порядок расчета следующий:

1. Формируется минимальная расчетная схема УРС(1) как фрагмент исходной РС с минимальным числом узлов, в котором можно вычислить предельный режим.
2. В минимальной УРС(1) производится расчет предельного режима (УР1) вдоль заданной траектории утяжеления.
3. К минимальной УРС(1) добавляется множество (и ветвей) — 2-й ярус и формируется УРС(2).
4. На УРС(2) из предельного режима для УР(1) производится «дорасчет» предельного режима УР(2).
5. Продолжается процесс формирования расчетных схем УРС с расчетом предельного режима для каждой новой УРС(k).
6. Проводится оценка точности очередной УРС(k> 2) с помощью аппроксимации траектории из предельных режимов по трем последним значениям (возможны и другие методы оценки точности).
7. Процесс расчета продолжается или прекращается в зависимости от оценки точности и/или приемлемого времени расчета.

Под точностью УРС здесь понимается погрешность вычисленного по ней предельного режима (по сравнению с режимом, вычисленным по условно полной РС).

Все этапы расчета, начиная с формирования минимальной расчетной схемы, могут быть алгоритмизированы и реализованы в виде программного кода.

Эффективность метода ЯЭ [5, 11, 12] объясняется тем, что в нем используется фундаментальное свойство больших энергосистем (известное из опыта эксплуатации), состоящее в «затухании реакций на локальные возмущения по мере удаления от места их приложения».

Физический смысл этого свойства и возможность его использования для упрощения РС можно показать на простом численном примере.
В нем предельный режим наступает в процессе увеличения реактивной нагрузки.

Приведенные ниже результаты для инженера-электрика будут ожидаемыми. Однако достойным внимания является сохранение этих свойств и для вложенных фрагментов больших энергосистем, позволяющее в автоматическом режиме формировать УРС существенно меньшей размерности и с требуемой точностью.

На рис. 1 представлена схема электрической сети, в которой реактивная мощность во 2-й узел с большой реактивной нагрузкой может поступать от источников-генераторов из узлов 1, 4, 7, 10, 13. Ветви 3–2, 3–6, 6–9, 9–12, 12–15 имеют реактивное сопротивление 50 Ом. Емкостные составляющие их П-образных схем замещения равны 480 мкСм. Активные сопротивления всех ветвей и активные составляющие нагрузок в узлах 2, 5, 8, 11, 14 малы. Ограничения по реактивной мощности генераторов не учитываются. 1-й узел является балансирующим узлом (БУ). На этой

НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ, КВ

	$U_{2\text{-й узел}}$	$U_{3\text{-й узел}}$	$U_{6\text{-й узел}}$	$U_{9\text{-й узел}}$	$U_{12\text{-й узел}}$	$U_{15\text{-й узел}}$
Исходная схема	517,6	532,0	532,4	531,7	532,4	532,3
Предельный режим в исходной схеме	271,7	455,6	500,1	518	526,3	528,9
Предельный режим в УРС4	273,9	456,1	500,1	517,4	524,5	—
Предельный режим в УРС3	275,7	456,5	500,0	516,6	—	—

Таблица 1

РЕАКТИВНАЯ НАГРУЗКА ВО 2-М УЗЛЕ ($Q_{н\,2}$) И РЕАКТИВНАЯ ГЕНЕРАЦИЯ В 1, 4, 7, 10, 13 УЗЛАХ ($Q_{г\,1}$, $Q_{г\,4}$, $Q_{г\,7}$, $Q_{г\,10}$, $Q_{г\,13}$,), МВАР

	$Q_{н\,2}$	$Q_{г\,1}$	$Q_{г\,4}$	$Q_{г\,7}$	$Q_{г\,10}$	$Q_{г\,13}$
Исходная схема	150,0	82,3	–18,6	–57,0	–19,6	30,8
Предельный режим в исходной схеме	999,0	1159,0	429,2	131,9	65,0	77,9
Предельный режим в УРС4	998,0	1152,0	430,0	141,1	30,3	—
Предельный режим в УРС3	986,0	1146,0	431,5	151,4	—	—

Таблица 2

ПЕРЕТОКИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ВЕТВЯМ, МВАР

	3–2	3–6	6–9	9–12	12–15
Исходная схема	154.2	4.9	11,1	12,2	2,8
Предельный режим в исходной схеме	1674,0	705,8	293,2	138,6	42,8
Предельный режим в УРС4	1662,0	696,7	282,7	119,0	—
Предельный режим в УРС3	1650,0	687,8	271,9	—	—

Таблица 3

АКТИВНАЯ (P, МВТ) И РЕАКТИВНАЯ НАГРУЗКА (Q, МВАР) В УЗЛАХ ВО ВСЕХ РЕЖИМАХ

Узел	2	5	8	11	14
P	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Q	250–999	100,0	100,0	100,0	100,0

Таблица 4

схеме моделируется следующая траектория утяжеления: во 2-м узле (с шагом до 0,2 Мвар) увеличивается реактивная нагрузка вплоть до момента расходимости процесса расчета УР. Последний сходящийся режим является предельным. Интерес представляет распределение реактивной мощности между генераторами в предельном режиме.

Далее в исходной РС с исходным режимом формируются две упрощенные расчетные схемы УРС3 и УРС4, соответственно, из 3-х и 4-х ярусов (содержащие 9 и 12) с граничными узлами 12 и 9.

Под ярусами в данном случае понимаются фрагменты схемы с узлами: 1, 2, 3 — 1-й ярус; 4, 5, 6 и ветвь 3–6 — 2-й ярус; 7, 8, 9 и ветвь 6–9 — 3-й ярус; 10, 11, 12 и ветвь 9–12 — 4-й ярус; 13, 14, 15 и ветвь 12–15 — 5-й ярус. Узлы 3, 6, 9, 12 — граничные. УРС3 включает 1–3 ярусы, УРС4 включает 1–4 ярусы.

Результаты расчетов приведены в табл. 1–3. Активные и реактивные нагрузки нагрузочных узлов приведены в табл.4.

Приведем некоторые выводы из результатов расчетов, которые распространяются и на общие случаи применения метода ярусного эквивалентирования.

Локальным возмущением вдоль траектории утяжеления в данном примере является изменение реактивной нагрузки во 2-м узле от 150 до 999 Мвар.

Реакцией на это возмущение является изменение генерируемой реактивной мощности в генераторных узлах 1, 4, 7, 10. Как видно из табл. 1–3, для полной РС наибольшие изменения реактивной мощности генераторов (от исходного до предельного режима) происходят в узлах-генераторах 1, 4, 7. Наибольшие изменения напряжений происходят в узлах 3, 6, 9, наибольшие изменения перетоков реактивной мощности происходят в ветвях 3–6, 6–9. Это и есть локализация реакций на возмущение.

Предельные режимы для исходной РС, УРС4 и УРС3 наступают при нагрузках во 2-м узле, удовлетворяющих неравенству 999> 998> 986 Мвар (2-й узел в табл. 2), что имеет простое объяснение: в схемах большого размера имеется больше возможностей (запасов реактивной мощности) для компенсации возмущений, в данном случае увеличения нагрузки во 2-м узле.

Компенсация возмущений (восстановление режима в узлах 3, 6, 9) происходит за счет увеличения генерации реактивной мощности в первую очередь в ближайших к месту возмущения узлах 1, 4, 7. Причем, чем «ближе» (в электрическом смысле) генератор, тем больше изменение генерации.

В общем случае, задача вычисления предельных режимов вдоль траекторий утяжеления, по своей сути, является задачей оценки реакций энергосистемы на локальные возмущения [5]. Включение фрагмента РС, в котором с заданной точностью локализуется реакция на возмущение, в УРС(k!) обеспечивается алгоритмом их формирования. Выбор УРС(k!) из последовательности рассматриваемых УРС(k) (k = 1, 2,..., k!) осуществляется по критерию точности (например, по результату обработки предельных режимов для подпоследовательности УРС(k_1), УРС(k_2), УРС(k_3), ($k_1 < k_2 < k_3 < k!$). Добавление каждого очередного яруса приводит к уточнению предельного режима. Для ускорения итераций расчет по схеме с новым, добавленным ярусом начинается с предельного режима для предыдущей УРС(k–1).

Строгую оценку погрешности УРС можно получить в результате расчета предельного режима по полной РС, начиная расчеты с теми же исходными данными, что и для предельного режима УРС(k!).
Под контролируемой погрешностью формирования УРС можно понимать разность расчетов параметров по полной и упрощенной РС.

Количество арифметических операций и, следовательно, время работы при расчете УР с локальным возмущением за счет снижения размерности РС от 10 000 узлов до 1000 (в 10 раз) в среднем снижается в 10^3 раз [13].

УРС, формируемые предложенным способом, можно применять во всех задачах, решаемых методами, изложенными в работах [2, 3, 4].

В простейшем случае формирование УРС осуществляется путем расширения минимальной УРС за счет присоединения к ней узлов 2-го яруса, имеющих непосредственные связи с узлами схемы 1-го яруса, затем путем присоединения узлов 3-го яруса, имеющих непосредственные связи с узлами 2-го яруса, и т.д. В общем случае расширение схем может выполняться за счет присоединения к УРС любых узлов и ветвей при условии образования связной УРС.

Применение УРС(k), образующих последовательность вложенных, расширяющихся РС, для вычисления предельного режима позволяет получать монотонную последовательность предельных режимов и ускорить расчеты за счет использования УРС с существенно меньшим числом узлов (относительно полной РС), быстроты их формирования и хороших начальных приближений при движении вдоль траектории утяжеления.

Опыт применения УРС [11, 12] показывает, что достаточная точность вычисляемого предельного режима, как правило, достигается на УРС, содержащих не более 10 ярусов и не более 1000 узлов.

УРС ДЛЯ РАСЧЕТОВ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СЕЧЕНИЯ

Рассмотрим отказы, которые состоят в отключении длинных линий передач сечения, и методику их моделирования с общих позиций. Критерием допустимости перетоков мощности в сечениях служит достаточная удаленность (достаточный запас по статической устойчивости [8]) от последнего сходящегося расчета УР вдоль траектории утяжеления. Определяющим событием при решении задачи служит расходимость расчета УР.

Причинами расходимости являются изменения элементов итерационной матрицы, зависящие от напряжений в узлах. Известно, что напряжения в узлах снижаются при невозможности обеспечения баланса по реактивной мощности. Учитывая эти зависимости, можно считать надежной связь между расходимостью расчета УР и отсутствием условий для его физической реализации.

В соответствии со свойством локализации реакций на локальные возмущения наибольшим изменениям подвергаются элементы итерационной матрицы, соответствующие узлам, связанным с наибольшими изменениями напряжений. Эти два свойства задачи объясняют эффективность применения УРС в виде связных фрагментов РС.

Однако результат расчета предельного режима по УРС не является гарантией от существования более

раннего «расходящегося режима» из-за изменения итерационной матрицы в остальной части РС. Гарантией от этого может служить только введение «порога малости допустимых возмущений» в граничных узлах УРС.

Под «порогом малости возмущения» можно понимать максимальную величину возмущения (в единицах мощности) в любой точке РС, не приводящее к «разрушению УР». Его можно считать расстоянием до границы области непрерывной зависимости параметров УР от возмущений.

Для энергосистемы как физического объекта «порог» существует и его необходимо ввести в ее математическую модель РС. Тогда появятся основания для требований к точности моделей и расчетов режимов.

Ограничение на величину воздействий на остальную часть РС в процессе расчета предельного режима можно выполнить путем увеличения количества ярусов в УРС (в силу свойства затухания реакций на локальные возмущения).

Для других случаев нарушения сходимости расчета УР (а их предостаточно) пока не выявлены связи с физическим состоянием энергосистемы и они в данной статье не рассматриваются.

Перечисленные свойства метода РВФ частично объясняют высокую точность вычисляемых предельных режимов.

Рассмотрим фрагмент энергосистемы (рис. 2), содержащий контролируемое полное сечение (КС) из трех ветвей: 1–3, 2–3, 4–5. Через него из подсистемы А от источника Га в подсистему В к нагрузке Гв передается значительная мощность (в исходном УР 2800 МВт). Между источниками и узлами на концах линий (граничные узлы сечения) находятся участки электрической сети Са и Св напряжений от 110 кВ до 500 кВ. Схематически положение УРС из k ярусов в полной РС представлено на рис. 2.

Проведем качественный анализ ситуации. Задача состоит в определении предельного режима, который наступает при увеличении перетока активной мощности от источника Га к нагрузке Гв.

В качестве траектории утяжеления выберем увеличение нагрузки потребителя Гв. Предположим, что при увеличении перетока мощности от источника Га к нагрузке Гв вплоть до предельного режима все оборудование участков Са и Св работает в допустимых режимах.

Задачу решаем с помощью программы «ярусного эквивалентирования»: формирования последовательности УРС и вычисления для каждой из них предельного режима.

Рассмотрим последовательность УРС. На рис. 2 — это УРС(1), УРС(2), УРС(3). Очевидно, что фрагменты Са и Св по мере присоединения к каждой текущей УРС нового яруса увеличиваются за счет добавленных цепей. Из-за этого предельные

РАСЧЕТНАЯ СХЕМА С КС

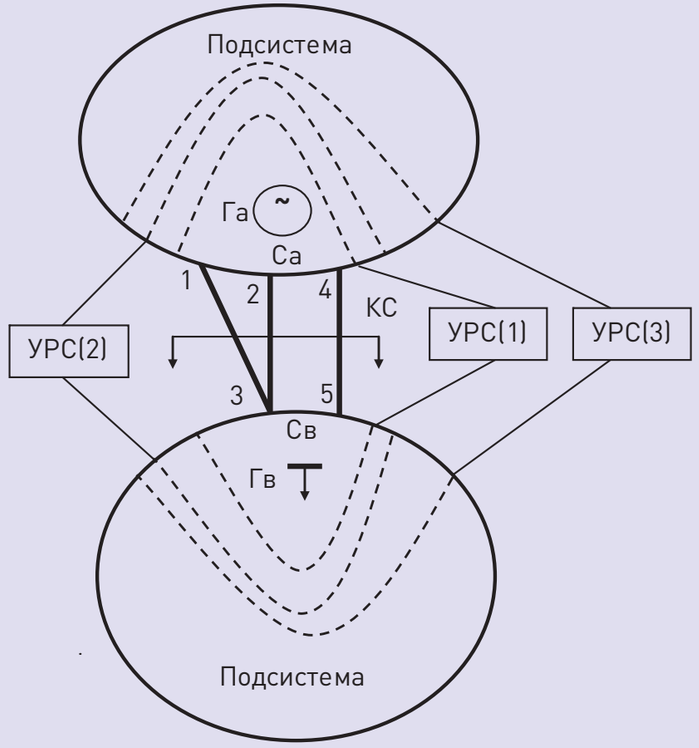

Рис. 2

режимы для разных УРС будут различаться. Однако из общих соображений можно предсказать характер этих различий.

Так, при расширении РС за счет присоединения дополнительных ярусов в составе участков Са и Св могут появляться источники реактивной мощности и дополнительные связи между генераторами Га и Гв с граничными узлами сечения.

Дополнительные источники генерации будут компенсировать потери реактивной мощности, вызываемые увеличением перетоков через участки Са и Св (в соответствии с выбранной траекторией утяжеления), и тем самым способствовать увеличению перетока мощности через КС при неизменных параметрах генератора Га.

Кроме того, дополнительные связи между генераторами, приемниками электроэнергии и граничными узлами КС на участках Са и Св приведут к появлению дополнительных перетоков мощности, которые увеличат суммарный переток в КС при неизменных параметрах генераторов Га и Гв. Эти факторы обеспечивают монотонное увеличение предельных перетоков мощности в КС (что подтверждается расчетами).

Можно оценить и степень различия результатов расчетов предельных режимов для схем с разным числом ярусов. Так, присоединение к схеме из k ярусов еще одного яруса может привести к образованию дополнительных электрических связей между генераторами Га и Гв и граничными узлами сечения, состоящими из (2k + 1) ветвей, и по мере увеличения k величина токов по этим цепям будет уменьшаться. Поэтому для k = 10÷15 эти токи практически не влияют на результаты расчетов. Влияние источников реактивной мощности из (k + 1) яруса, которые появляются в УРС после ее расширения, также мало в силу их электрической удаленности, так как с узлами 1-го яруса их связывают цепи не менее чем из k ветвей.

Итак, из-за того, что каждая предыдущая УРС(k–1) является частью последующей УРС(k), при расширениях в УРС могут появляться дополнительные источники генерации реактивной мощности, которые позволяют повысить напряжения во всей УРС(k). Это приводит к улучшению условий для расчета УР и «продвижению вдоль траектории». Следовательно, вычисленные по УРС(k = 1, 2,..., k) предельные на траектории утяжеления перетоки мощности, как правило, образуют монотонную последовательность, причем разности между ближайшими результатами убывают с увеличением количества ярусов.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПРЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ СЕЧЕНИЯ НА ЧИСЛЕННЫХ ПРИМЕРАХ

В качестве примера рассматривается расчетная схема энергосистемы, содержащая около 8000 узлов и 11 000 ветвей. Режим — нормальный. На ней выбрано одно КС, включающее три линии, связывающее крупные фрагменты РС, перетоки мощности между которыми изменяются в широком диапазоне.

Из-за больших перетоков мощности отказы оборудования этого КС оказывают сильное воздействие на режимы энергосистемы в целом, которые оцениваются величиной недоотпуска электроэнергии потребителям. Для его оценки необходимо знать предельный режим.

Рассмотрим еще раз энергосистему на рис. 2. Фрагмент, в котором имеется избыток активной мощности, будем обозначать через А. Эта избыточная мощность, как правило, передается с шин крупной электростанции (узел Га) через участок сети Са по КС, состоящему из трёх линий, в остальную часть системы, через участок сети Св, на шины другой крупной электростанции или ПС (узел Гв).

Максимально допустимые режимы определим (в соответствии с «Руководящими указаниями по устойчивости энергосистем» [6]) условиями достаточного запаса — «80 % до предельного режима» для нормальной схемы и «90 % до предельного режима» для аварийной (с отключенными одной или двумя из трех линий в КС).

Под предельным перетоком мощности из подсистемы А в подсистему В будем понимать величину перетока мощности в КС, которая соответствует последнему сходящемуся режиму вдоль траектории утяжеления с заданным шагом Δ МВт (0,1 на последнем этапе).

Для реализации траектории утяжеления узел Гв назначен балансирующим, узел Га — генерирующим. В результате переток мощности в КС однозначно определяется величиной генерации Га и предельный переток в КС соответствует предельному значению генерации Га.

Алгоритм изменения заданий на расчет режима в узле Га состоит в увеличении генерации с дроблением шага в окрестности предельного режима. При этом в узле Гв (балансирующий узел) происходит снижение генерации, равносильное увеличению нагрузки.

НАПРЯЖЕНИЯ В РАСЧЕТНЫХ СХЕМАХ

	Исходный режим	Предельные режимы			
Обозначение	РС	УРС7	УРС8	УРС9	РС
Количество узлов	7586	627	805	1005	7586
Количество ветвей	11 499	982	1256	1556	11 499
Напряжения в узлах, кВ					
U_1	512,4	415,5	412,9	412,9	411,8
U_2	510,9	413,2	411,0	411,0	410,2
U_3	519,7	426,7	424,8	424,8	424,0
U_4	505,5	415,6	414,4	413,9	412,2
U_5	517,9	429,1	427,3	427,9	426,6

Таблица 5

МОЩНОСТИ В РАСЧЕТНЫХ СХЕМАХ

	Исходный режим	Предельные режимы			
Обозначение	РС	УРС7	УРС8	УРС9	РС
Мощность, МВт					
Рга	2280	4376,2	4397,9	4398,3	4398,7
Перетоки мощности в линиях, МВт					
P_{1-3}	866,1	1421,6	1425,3	1425,3	1424,7
P_{2-3}	734,6	1259,3	1261,8	1261,8	1260,9
P_{4-5}	593,1	1066,7	1070,6	1070,7	1070,4
Сумма	2193,8	3747,5	3757,7	3757,8	3756,0

Таблица 6

ПРЕДЕЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ПРИ ОТКЛЮЧЕННЫХ ЛЭП

	Отключенные линии	
	Линия 2–3	Линия 1–3 и 4–5
Мощность, МВт		
Рга	3603,3	1851,0
Перетоки мощности в линиях, МВт		
P_{1-3}	1678,8	—
P_{2-3}	—	1666,0
P_{4-5}	1283,3	—
Сумма	2962,1	1666,0

Таблица 7

В результате при расчетах УР мощность из подсистемы А передается в подсистему В через КС из трех линий напряжением 500 кВ.

Целью расчета является демонстрация эффективности применения УРС для вычисления предельных режимов в задаче по оценке надежности линий в составе КС по результатам расчета недоотпуска электроэнергии потребителям.

Приведенные ниже результаты были получены с помощью программы, разработанной авторами. Проводились расчеты установившихся режимов (в том числе предельных по сходимости) и формировались УРС методом «ярусного эквивалентирования». Характеристики УРС (число узлов и ветвей) представлены в табл. 5.

В исходном режиме в узле Га — источнике активной мощности генерация Рга = 2280 МВт и суммарный переток активной мощности по ЛЭП составляет 2258 МВт. Уровни напряжений во всей РС нормальные. Все упрощенные схемы сформированы на основе данных исходного режима, который одинаков для всех УРС.

Предельные режимы вычислялись для разных УРС. Результаты расчета представлены в табл. 6. Например, для УРС(7) (где 7 — количество ярусов, 672 узла и 982 ветви) предельное значение генерации Рга = 4376,2 МВт.

Предельные значения Рга для исходной РС, УРС(8) и УРС(9) из 8, 9 ярусов, практически совпадают (соответственно, составляют 4398,7; 4397,9; 4398,3), несмотря на относительно малое количество узлов (и ветвей) по сравнению с исходной схемой. В таблице также приведены перетоки по ЛЭП сечения в предельных режимах для УРС и исходной полной схемы. Перетоки мощности в КС для УРС8 и УРС9 практически совпадают с этим перетоком в «полной РС».

В таблице 6 приведены и результаты расчетов напряжений в граничных узлах сечения в исходном и предельных режимах для полной и упрощенных РС. Разница между

напряжениями в предельных режимах УРС(9) и полной схем меньше 0,05%. Напряжения в сети 220 кВ и ниже находятся в допустимых пределах во всех режимах от исходного до предельного. Из этих результатов можно сделать вывод о совпадении предельных режимов по токам линий передач рассматриваемого КС.

Близость результатов позволяет сделать вывод об эффективности применения УРС для вычисления предельных режимов.

В табл. 7 приведены результаты расчетов предельных режимов для данного КС с отключенными линиями передач (одной и двух) для УРС9 и «полной РС». Они практически совпадают. Значения параметров в этих предельных режимах необходимы для расчетов недоотпусков электроэнергии в случае отключений ЛЭП в составе КС.

Полученные результаты расчетов аварийных режимов для всех РС (полной и упрощенных) практически совпадают. Следовательно, будут совпадать и значения недоотпусков электроэнергии, используемых для вычисления показателей надежности.

УРС В РАСЧЕТАХ НАДЕЖНОСТИ ГЭС

На рисунке 3 схематически показано положение УРС в РС для расчета недоотпуска электроэнергии потребителям при аварии на крупной ГЭС1. ГРЭС, ГЭС2 — ближайшие станции, на которых есть избыток активной мощности; Н1 и Н2 — ближайшие узлы нагрузки, на которых возможно снижение активной мощности. Связями между перечисленными узлами условно обозначены связи через сложную сеть 110 кВ, 220 кВ.

Условно полная расчетная схема состоит из 7080 узлов и 10 291 ветвей. УРС включает 811 узлов, 1-й ярус включает 230 узлов.

УРС(1) формируется как минимальная связная схема, содержащая все узлы, которые участвуют в восстановлении баланса мощности после ее снижения на аварийной ПС (узел ГЭС1) на 2640 МВт. Сравнение результатов расчетов проводилось для условно полной РС и упрощенной.

Узел 1-го яруса объявляется балансирующим. Формируется задание на траекторию загрузки узлов с генерацией и затем разгрузки узлов с нагрузкой.

Разгрузка ГЭС1 производится в результате расчета УР при изменении заданий на расчет в узлах с генераторами и нагрузкой ступенями:

- разгрузка ГЭС1 с 2640 до 1991 МВт — за счет увеличения генерации на ГЭС2 с 800 до 1440 МВт;
- разгрузка ГЭС1 с 1991 до 1053 МВт — за счет увеличения генерации на ГРЭС с 890 до 1690 МВт;
- разгрузка ГЭС1 с 1053 МВт до 521,5 МВт — за счет снижения нагрузки в узле Н1 с 1955 до 1405 МВт и с 813 до 313 Мвар;
- разгрузка ГЭС1 с 521 МВт до 3 МВт — за счет снижения нагрузки в узле Н2 с 1023 до 513МВт и с 452 до 153 Мвар.

В УРС изменения генерации на ГЭС2 и ГРЭС1, нагрузок в узлах Н1 и Н2 производилось теми же ступенями. Результаты расчета режима с разгруженной ГЭС1, полученные по условно полной РС и УРС, приведены в табл. 8. Параметры расчета

МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЕТА АВАРИИ НА КРУПНОЙ ГЭС

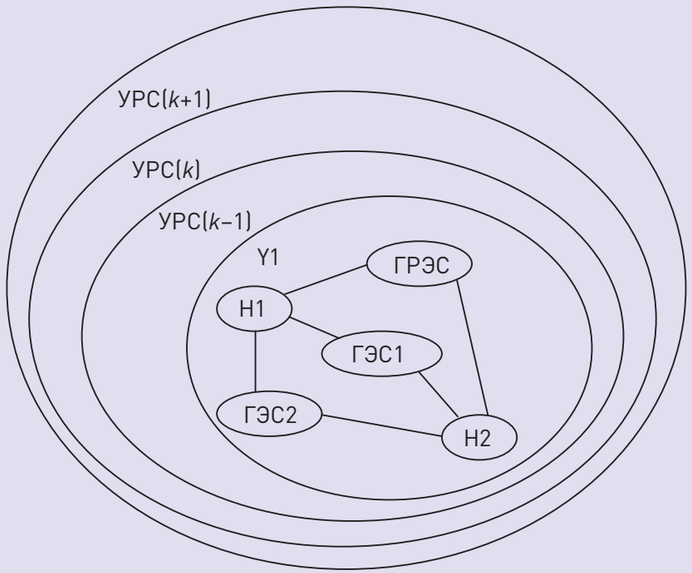

Рис. 3

режимов с разгруженной ГЭС1, полученные по условно полной и УРС, практически совпадают.

Сравнение результатов моделирования аварии на ГЭС с использованием резерва мощности и снижением нагрузки по УРС, содержащей примерно в 100 раз меньшее количество узлов (811 узлов), чем условно полная (7080 узлов), позволяет сделать вывод об их практическом совпадении.

РАСЧЕТ РЕЖИМА С РАЗГРУЖЕННОЙ ГЭС1

	ГЭС1	ГЭС2	ГРЭС	Н1	Н2
Исходный режим					
Pг, МВт	2640,0	800,0	890,0	—	—
Qг, Мвар	2434,0	386,0	467,0	—	—
Pн, МВт	—	—	—	1955,0	1023,0
Qн, Мвар	—	—	—	813,0	452,0
U, кВ	520	515	20	234	234
δ, град	0	73	32	68	74
Послеаварийный режим, 7080 узлов					
Pг, МВт	3,5	1440,0	1690,0	—	—
Qг, Мвар	650,0	57,8	500,0		
Pн, МВт	—	—	—	1405,0	513,0
Qн, Мвар	—	—	—	314,0	153,0
U, кВ	520	515	20	238	242
δ*, град	0	17	–7	14	–3
Послеаварийный режим, 811 узлов					
Pг, МВт	1,1	1440,0	1690,0	—	—
Qг, Мвар	656,0	43,4	500,0	—	—
Pн, МВт	—	—	—	1405,0	513,0
Qн, Мвар	—	—	—	313,0	153,0
U, кВ	520	515	20	239	242
δ*, град	83	101	75	98	80

* Если изменить углы напряжений в узлах в послеаварийном режиме с 811 узлами за счет изменения угла напряжения БУ (с 83 до 0 град), то получим значения, близкие к значениям в тех же узлах в послеаварийном режиме условно полной РС.

Таблица 8

ЧИСЛО УЗЛОВ И ВЕТВЕЙ В РАСЧЕТНЫХ СХЕМАХ

Количество	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Узлов	442	392	305	239
Ветвей	616	561	432	336

Таблица 9

УРС ДЛЯ РАСЧЕТОВ НАДЕЖНОСТИ ТРАНЗИТНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Оценка недоотпусков электроэнергии при авариях на распределительных подстанциях осуществляется путем соответствующих изменений РС и расчетов УР в этих схемах. Количество вариантов аварийных схем даже для ПС средней сложности достаточно велико и возможность вычисления показателей надежности ПС в основном определяется размерностью РС энергосистемы.

Для иллюстрации результатов применения УРС в расчетах надежности подстанций рассмотрим фрагмент РС с транзитной ПС (узел 1, рис. 4), через которую соединяются между собой сети напряжением 110 кВ, 220 кВ (пунктирные линии) и 500 кВ (сплошные линии). В нормальной схеме мощность (608 МВт) передается ответственному потребителю (узел 2) по двум параллельным ЛЭП-500 (ЛЭП1 и ЛЭП2). При отказе этих ЛЭП-500 (ЛЭП1 и ЛЭП2) мощность передается через сети 110 и 220 кВ (между узлами 5, 6, 7). Узел 4 — одна из ПС внешней сети. Узел 3 — потребитель с постоянными активной мощностью и модулем напряжения (П3).

Проведем расчеты аварийного режима (результаты которого используются при вычислении недоотпуска электроэнергии) на транзитной ПС из-за отказа оборудования между шинами 220 и 500 кВ (для энергосистемы это равносильно отключению двух параллельных ЛЭП-500 (ЛЭП1 и ЛЭП2). В этом режиме потребителю (узел 2) мощность (608 МВт) поступает через сети 110 и 220 кВ.

Расчеты проведем на условно полной РС (442 узла) и трех упрощенных РС (УРС1 (239 узлов), УРС2 (305 узлов), УРС3 (392 узлов)), полученных с помощью программы «ярусного эквивалентирования».

Параметры исходного режима (табл. 10, 11), естественно, совпадают для всех РС. Параметры аварийного режима V1 — отключена одна из параллельных ЛЭП-1 с перетоком мощности 302 МВт — для четырех РС представлены в табл. 12 и 13. Часть этого перетока

ФРАГМЕНТ РС С ТРАНЗИТНОЙ ПС

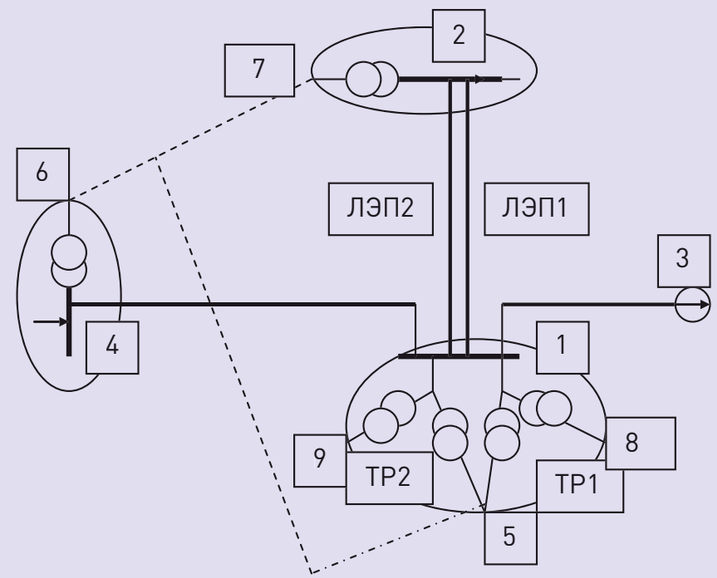

Рис. 4

ПЕРЕТОКИ ПО ЛЭП И ВЕТВЯМ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ТРЕХОБМОТОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПС В ИСХОДНОМ РЕЖИМЕ

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Перетоки мощности в линиях, МВт				
1–5 (ТР1)	176,3	176,3	176,3	176,3
1–8 (ТР1)	2,6	2,6	2,6	2,6
1–5 (ТР2)	179,3	179,3	179,3	179,0
1–9 (ТР2)	1,7	1,7	1,7	1,7
2–1 (ЛЭП1)	304,9	304,9	304,9	304,9
2–1 (ЛЭП2)	303	303	303	303
1–3	200,7	200,7	200,7	200,7
2–7	38,4	38,4	38,4	38,4
1–4	44,2	—	—	—

Таблица 10

компенсируется за счет увеличения перетока мощности с 300 до 538 МВт по оставшейся ЛЭП-2 и часть за счет увеличения перетока мощности через сеть 220 кВ по линии 2–7 с 38 до 108 МВт.

Ветви с перетоками мощности, изменения которых компенсируют наибольшую часть снижения перетока в результате отключения ЛЭП2, присутствуют во всех УРС. Сами перетоки мощности в режимах, вычисленных по УРС и полной РС, отличаются не более чем на 3%. Напряжения в узлах, примыкающих к ветвям с изменяющимися перетоками, для всех РС различаются на десятые доли кВ.

Результаты расчетов аварийного режима V2 (отключены обе параллельные ЛЭП (ЛЭП-1 и ЛЭП-2) с суммарным перетоком мощности 608 МВт) для четырех РС представлены в табл. 14 и 15.

Результаты расчетов аварийного режима по всем схемам УРС практически совпадают.

О ПОГРЕШНОСТЯХ И ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ПО УПРОЩЕННЫМ РС

В статье рассмотрены возможности ускорения вычислений при моделировании аварийных ситуаций (для оценки показателей надежности) при их представлении в виде последовательности установившихся режимов, что корректно при идеальной работе средств автоматики (в том числе АРВ и РС). Это вынужденное упрощение, так как, в противном случае, необходимо пользоваться моделями энергосистем с учетом динамики, что при большой размер-

НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ПЗ, ТРАНЗИТНОЙ И ПРИЕМНОЙ ПС

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Напряжения в узлах, кВ (углы напряжений, град)				
2	510	510	510	510
7	244	244	244	244
1	510	510	510	510
5	243	243	243	243
3	511 (–23,0)	511 (–22,6)	511 (–22,6)	511 (–20,0)
6	238	—	—	—

Таблица 11

АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ V1: ОТКЛЮЧЕНА ЛИНИЯ 2–1 (ЛЭП2)

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Перетоки мощности в линиях, МВт				
1–5 (ТР1)	145,7	148,2	145,7	145,5
1–8 (ТР1)	3,6	3,2	3,2	1,9
1–5 (ТР2)	148,2	145,7	148,2	148,0
1–9 (ТР2)	2,5	2,6	2,6	–1,6
2–1 (ЛЭП1)	538,4	538,1	538,0	538,1
2–1 (ЛЭП2)	—	—	—	—
1–3	200,7	200,7	200,7	200,7
2–7	108,1	108,1	108,1	108,0
1–4	44,2	—	—	—

Таблица 12

НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ПЗ, ТРАНЗИТНОЙ И ПРИЕМНОЙ ПС

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Напряжения в узлах, кВ (углы напряжений, град)				
2	510	510	510	510
7	244	244	244	244
1	501	501	501	500,7
5	240,2	240,2	240,2	240,0
3	511 (61,6)	511 (61,3)	511 (61,6)	511 (64,1)
6	238	238	238	238

Таблица 13

ности РС приведет к увеличению времени расчета.

Однако для решения задач, в которых аварии вызываются локальными возмущениями, можно воспользоваться УРС для проверки и уточнения результатов, полученных при упрощенном моделировании аварий.

Особенностью предлагаемого метода упрощения является многократное ускорение расчетов для больших РС энергосистем и возможность оценки погрешности путем либо ее прогноза, либо сравнения с результатом (одного) расчета по условно полной РС.

Целесообразность применения УРС при вычислении предельных режимов, кроме ускорения, позволяет повысить достоверность результатов расчетов. Это объясняется тем, что практическое совпадение результатов для исходных (больших) схем и УРС объясняется постоянно действующим затуханием реакций на локальные возмущения, а расходимость итерационного процесса решения в большой схеме (не как признак предельного режима) может возникнуть по многим причинам, например, из-за ошибок при оценке состояния. Естественно, вероятность таких ошибок значительно меньше для УРС.

После автоматизации процесса поочередного применения алгоритмов формирования УРС и расчетов УР с оценкой погрешности рассмотренная методика вычисления предельных режимов может быть использована при оперативном управлении режимами энергосистемы.

ВЫВОДЫ

1. Для ускорения моделирования аварий при расчетах недоотпуска электроэнергии в расчетных схемах энергосистем высокой размерности предлагается использовать упрощенные расчетные схемы существенно меньшей размерности, формируемые методом расширяющихся вложенных фрагментов.
2. Метод основан на использовании фундаментального свойства больших энергосистем — затухание реакций на локальные возмущения по мере удаления от места их приложения.
3. Упрощенная расчетная схема выбирается из последовательности расширяющихся вложенных фрагментов (от минимального фрагмента до полной схемы), формируемых для уточнения предельного режима.
4. Ускорение расчета достигается за счет быстрого, автоматического формирования последовательности расширяющихся схем и уточнения предельного режима.
5. Метод решения позволяет оценивать погрешность расчета предельного режима, применяя метод аппроксимации к последовательности решений.
6. Метод допускает полную автоматизацию процесса решения задачи при наличии необходимых исходных данных.

АВАРИЙНЫЙ РЕЖИМ V2: ОТКЛЮЧЕНЫ ЛИНИИ 2-1 (ЛЭП1) И 2-1 (ЛЭП2)

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Перетоки мощности в линиях, МВт				
1–5 (ТР1)	–53,1	–53,1	–52,9	–53,4
1–8 (ТР1)	2,4	2,6	2,5	3,0
1–5 (ТР2)	–54,0	–54,0	–53,8	–54,3
1–9 (ТР2)	1,4	1,6	1,5	1,9
2–1 (ЛЭП1)	—	—	—	—
2–1 (ЛЭП2)	—	—	—	—
1–3	200,7	201,3	200,3	201,3
2–7	646,3	646,3	646,3	646,3
1–4	–94,3	—	—	—

Таблица 14

НАПРЯЖЕНИЯ НА ШИНАХ ПЗ, ТРАНЗИТНОЙ И ПРИЕМНОЙ ПС

Схема	Полная РС	УРС3	УРС2	УРС1
Напряжения в узлах, кВ				
2	510	510	510	510
7	244	244	244	244
1	470	470	470	468
5	223	223	222	221
3	483,5 (100,0)	483,5 (100,0)	483,2 (100,0)	481,1 (100,0)
6	238	238	238	238

Таблица 15

ЛИТЕРАТУРА

1. Синьчугов Ф.И. Расчет надежности схем электрических соединений. М.: Энергия, 1971.
2. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике. / Под общей ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. М.: Изд-во МЭИ, 2000.
3. Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М. Технология моделирования электрических режимов в принципиальных схемах ЭЭС. // Известия РАН. Сер. Энергетика. 1994. № 6. С 55–73.
4. Розанов М.Н., Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М. Оценка надежности питающих электрических сетей с учетом качества электроэнергии по отклонениям напряжения. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Красноярск: Красн. политех. ин-т, 1984. С. 90–99.
5. Фролов В.И. Упрощение схем электрических сетей энергосистем для расчетов установившихся режимов с локальными возмущениями. // Изв. АН. СССР Энергетика и транспорт. 1991. № 4.
6. Руденко Ю.Н., Ушаков Е.И. Надежность систем энергетики. Новосибирск: Наука, Сибирское отделение, 1989.
7. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. Ленинград: Энергоатомиздат, 1988.
8. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. М.: СПО Союзтехэнерго, 1997.
9. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
10. Кучеров Ю.Н., Кучерова О.М., Капойи Л., Руденко Ю.Н. Надежность и эффективность функционирования больших транснациональных ЭЭС. Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 1996.
11. Гончарюк Н.В., Фролов В.И. Методические и программные средства формирования расчетных схем объединенных энергосистем на базе современных технологий. // Электричество. 2003. № 5.
12. Дмитренко Е.М., Морозов И.В., Фролов В.И. О методике формирования расчетной схемы электрической сети Мосэнерго с контролируемой погрешностью. // Электрические станции. 2004. № 5.
13. Голуб Дж., Ван Лоун Ч. Матричные вычисления. М.: Мир, 1999.