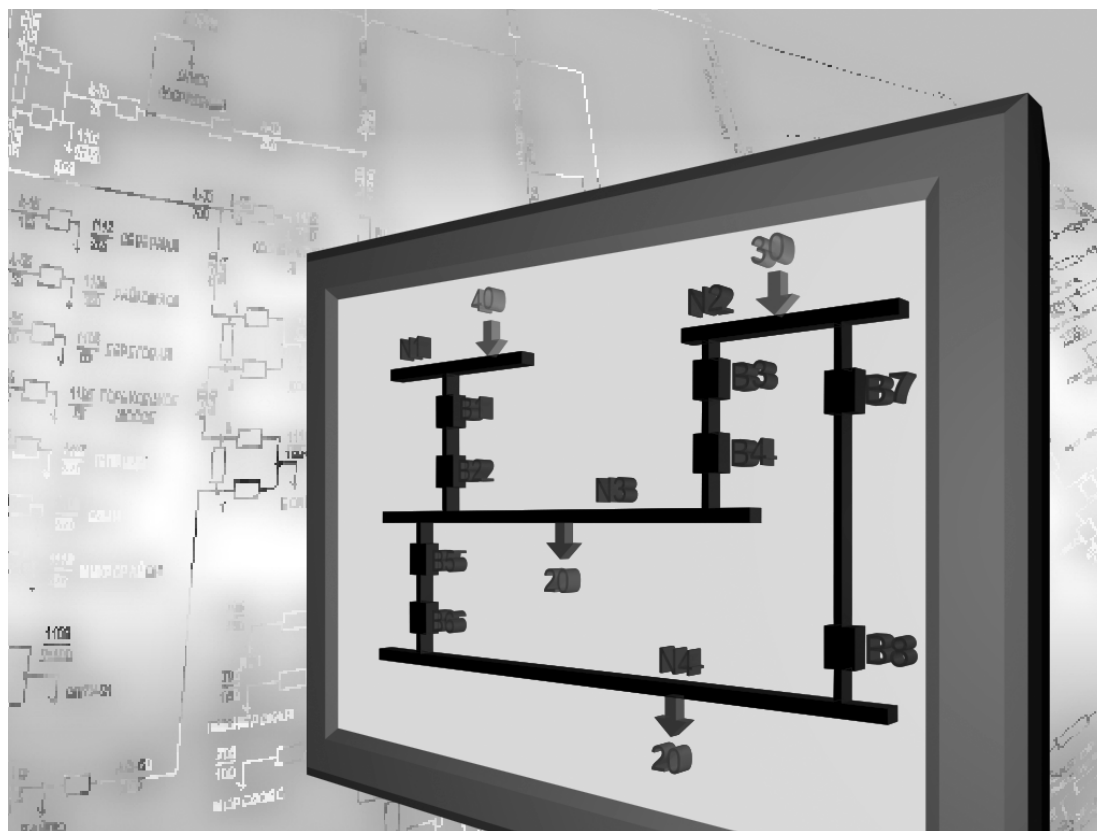


Российская академия наук
Уральское Отделение
Коми научный центр
Институт социально-экономических
и энергетических проблем Севера

М.И. Успенский, И.В. Кызродев

МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ



Сыктывкар 2010

Российская академия наук
Уральское отделение
Коми научный центр
Институт социально-экономических
и энергетических проблем Севера

М.И. Успенский, И.В. Кызродев

**МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ**

Ответственный редактор
д.т.н. А.В. Булычев

Сыктывкар 2010

УДК 621.316:681.3

М.И.Успенский, И.В.Кызродев. **Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях.** – Сыктывкар, 2010. – 124 с. (Коми научный центр УрО РАН).

Монография посвящена вопросам автоматизации управления распределительными сетями в послеаварийных режимах, в частности, поиску схемы сети для быстрого и по возможности полного восстановления электроснабжения потребителя. Предложены методы, позволяющие реализовать эти операции в виде программного комплекса на основе искусственных нейронных сетей, работающего как советчик диспетчера распределительной сети. Рассмотрены требования и условия в реализации данной задачи, показаны пути и особенности разработки программного комплекса, приведены результаты его экспериментального опробования.

На основе изложенного материала предложены подходы к автоматизации восстановления электроэнергетических систем в послеаварийном режиме.

Книга предназначена для специалистов по автоматизации электроэнергетических систем и может быть полезна преподавателям, студентам и аспирантам электроэнергетических специальностей.

Рецензенты

д.т.н. Ю.Я. Чукреев, к.т.н. Н.А. Манов, Ю.А. Зарубин

ISBN 978-5-89606-411-4

© М.И. Успенский, И.В. Кызродев, 2010

© Коми научный центр УрО Российской АН, 2010

Введение

Рост потребления электроэнергии с развитием общества объективно приводит к усложнению электроэнергетических систем (ЭЭС). Управление ЭЭС, особенно в послеаварийных режимах и режимах с ограничениями, требует быстрых оперативных решений, чтобы предотвратить возможность дальнейшего развития аварии. Однако множество режимных состояний, определяемое комбинаторным множеством, с выявлением допустимых режимов создает диспетчеру серьезные трудности в принятии решений.

Проблемы автоматизации послеаварийного управления всегда были и остаются одной из важнейших задач эксплуатации ЭЭС. Решение этих проблем для распределительных сетей упрощается в силу исключения из рассмотрения инерционных тепловых и вращающихся объектов (котлов, турбин, генераторов и т.д.). В этом случае задача ставится в следующей формулировке: присутствуют узлы питания с известными располагаемыми мощностями, узлы потребления с известными потребляемыми мощностями, элементы связи известных параметров, известная часть из которых не может быть использована (повреждения, ремонт, ревизия и т.п.). Необходимо собрать схему из оставшихся элементов связи для максимально возможного удовлетворения требований потребителя при минимизации потерь. Но даже в такой постановке поиск схемы восстановления выливается в сложную комбинаторную задачу с существенными техническими, режимными и экономическими ограничениями.

Как показано в первой главе, известные методы по реконфигурации схемы питания базируются на теории графов, системах искусственного интеллекта – генетические алгоритмы и искусственные нейронные сети или экспертные системы. Но универсальных способов решения данной задачи пока нет. Предлагая использование разных математических методик для поиска схемы восстановления электроснабжения, авторы большинства работ концентрируются на достоинствах исследуемого решения, пытаясь техническими и программными средствами скомпенсировать его недостатки. Каждый из методов в приложении к конкретным задачам имеет свои плюсы и минусы. Зачастую, путем особенностей его реализации, удается использовать максимальное число положительных моментов и снизить влияние отрицательных, но это приводит к умень-

шению области допустимых решений и/или к неприемлемым ресурсным требованиям.

В настоящей монографии авторы пытаются обосновать и разработать методы восстановления систем электроснабжения потребителей, отличающиеся полнотой и однозначностью решения по режимным условиям, приемлемыми требованиями к вычислительным ресурсам и учетом существующего положения по телеинформации в распределительных сетях, с реализацией их в информационно-программном комплексе (главы 2-4). Приведенные методы, как показано в главе 5, могут быть полезны для использования не только в распределительных сетях, но и при авариях в ЭЭС.

Здесь представлены результаты исследований сотрудников Отдела энергетики Института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО Российской АН. Теоретические и практические результаты, вошедшие в монографию, использовались при выполнении НИР «Разработка методов исследования и обеспечения режимной надежности региональной электроэнергетической системы с применением новых информационных технологий». Гос. рег. № 01.200.1 16595.

Глава 1. СОСТОЯНИЕ И ТЕНДЕНЦИИ В РАЗРАБОТКАХ МЕТОДОВ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Одним из основных показателей эксплуатационной надежности распределительных сетей является время восстановления электроснабжения потребителей при авариях и режимных ограничениях. Сложность восстановления определяется комбинаторным характером выбора состояний связей (включена / отключена) и оценки допустимости режима сети в условиях жесткого ограничения времени. Применение здесь вычислительной техники позволяет автоматизировать восстановление электроснабжения, сократить его время и снизить вероятность ошибочных действий персонала. При высокой степени автоматизации распределительных сетей важнее первое, а в случае низкой квалификации оперативного персонала, что характерно для удаленных районов, – второе.

Важность проблемы отмечается в работе [1], где особо обращается внимание на необходимость разработки методов и алгоритмов оперативного управления по подсистемам с целью уменьшения размерности задачи и повышения качества ее выполнения, также дается большой обзор различных подходов к рассматриваемой задаче как по автоматизации управления ЭЭС в послеаварийном режиме, так и по восстановлению электроснабжения в распределительных сетях. Ее актуальность подтверждается и большим количеством публикаций на данную тему, прежде всего, в зарубежной литературе.

Исследования по методам восстановления электроснабжения в распределительных сетях можно условно разделить на несколько существенно отличающихся подходов, а именно: на основе графов схемы, с использованием технологий искусственного интеллекта и с помощью экспертных систем.

1.1. Методы восстановления на основе графов схемы распределительной сети

Данный подход продемонстрирован, например, в работе [59] и заключается в применении для решения поставленной задачи теории графов. В частности, предлагается алгоритм, в котором структура распределительной сети формирует математический граф с соответствующими узловыми коэффициентами, характеризующими

нагрузку, приоритетность подключения и другие важные параметры режима. Далее на основе алгоритма поиска в глубину формируется граф решения. При использовании указанного алгоритма на итоговое решение влияют такие особенности распределительной сети, как падение напряжения, потери в линиях, работоспособность выключателей и т.д. Для обеспечения всех этих условий авторам [59] пришлось модифицировать алгоритм и ввести несколько целевых функций:

- 1) минимальное количество переключений;
- 2) минимизация потерь в линиях;
- 3) сохранение напряжений в узлах и перетоков в линиях в допустимых пределах;
- 4) использование по возможности тех выключателей, которые не были разомкнуты.

Подобные условия продиктованы многолетним опытом дежурного персонала распределительных подстанций, которому постоянно приходится решать такие задачи, основываясь именно на этих критериях. Авторам удалось достигнуть определенных успехов и получить оптимальные решения задачи на тестовой схеме, состоящей из 12 узлов и трех «независимых» источников мощности. К сожалению, подобный подход уже на стадии тестовых схем с малым количеством узлов и связей приводит к большим временным затратам, а при попытке его использования для реальных распределительных сетей, где количество узлов превышает сотни, а количество коммутационных элементов тысячи штук, возможность on-line использования алгоритма становится неприемлемой. Не совсем ясным остается приоритетность целевых функций и отсутствие критерия увеличения перетока по линиям связи с выходом его за пределы нормального, но меньше аварийно допустимого максимумов.

Так же, как и в предыдущем случае, авторы работы [45] для поиска решения используют алгоритм обработки графов, известный как поиск в глубину. При этом отмечается, что для больших распределительных сетей необходимо ограничивать глубину поиска, поскольку с увеличением количества задействованных коммутационных элементов растут как потери в линиях при транспортировке энергии, так и трудоемкость осуществления большого числа переключений. Соответствующий коэффициент подбирается экспертным путем для каждой распределительной сети отдельно. Недостатками подхода, использующего поиск в глубину, являются потенциальная неоптимальность решения и большие временные затраты,

поэтому авторы [45], исходя из опыта реальных аварий, предлагают разбить алгоритм на два последовательно выполняющихся модуля. В первом глубина поиска составляет единицу, т.е. последовательно обрабатываются на предмет возможности передачи электроэнергии связи, непосредственно примыкающие к обесточенному узлу, во втором модуле применяется коэффициент, отличный от единицы. В такой ситуации становится непонятным отказ авторов от алгоритма поиска в ширину, тем более, что для обеспечения оптимальности приходится запоминать все найденные алгоритмом решения и продолжать его выполнение до нахождения всех возможных вариантов. В дальнейшем за оптимальное решение выбирается то, в котором удастся достигнуть минимума целевой функции, ее аргументами являются следующие переменные:

- 1) минимальное количество необеспеченной нагрузки;
- 2) минимальное количество переключений;
- 3) обеспечение допустимых напряжений и перетоков;
- 4) минимизация потерь в линиях;
- 5) минимизация времени на осуществление коммутаций.

На последний критерий хотелось бы обратить особое внимание. Авторам [45] удалось построить граф распределительной сети с привязкой к реальной местности, с указанием расстояний и путей подхода к коммутационным элементам дежурного персонала. Это позволило не только оптимизировать алгоритм переключений с точки зрения удаленности элементов распределительной сети, но и отследить недоступные к использованию выключатели в силу природных (погодных) или других обстоятельств. Несмотря на то, что в большинстве случаев все необходимые коммутационные элементы находятся в непосредственной близости от дежурного персонала, при рассмотрении больших распределительных сетей с удаленными подсетями зачастую просто необходимо принимать в расчет время на изменение состояния отдельно стоящего коммутационного элемента.

Предложенный подход был успешно опробован на реальной распределительной сети, состоящей примерно из 400 линий связи при 1100 вершинах графа. Время поиска схемы на компьютере с процессором 200 МГц составляло несколько минут.

В работе [6] указывается необходимость расчета режима распределительной сети при каждом этапе восстановления / реконфигурации. При этом для оптимизации вычислений применяется традиционное допущение об отсутствии кольцевых связей и невозмож-

ности питания одного узла нагрузки от двух разных источников одновременно. Исходя из опыта эксплуатации, такое допущение жизнеспособно и позволяет существенно экономить вычислительные ресурсы системы. В основу алгоритма расчета вкладываются стандартные уравнения по учету распределения активной и реактивной мощностей, а также изменения напряжения в узлах нагрузки. Алгоритм поиска строится на базе стандартного алгоритма обработки графов, известного как поиск в ширину, но связи текущего уровня ранжируются по пропускной способности. Это позволяет уменьшить время (которое является критическим фактором в аварийных режимах) поиска оптимального решения с точки зрения нахождения перетоков по линиям связи в допустимых рамках. Очевидно, что такой подход имеет право на существование, но авторы отмечают, что найденное решение зачастую является не оптимальным в плане надежности и не может обеспечить реконфигурацию сети исходя из экономических потребностей или категоричности нагрузок. В работе также отмечено, что алгоритм, реализованный в составе программы подготовки рекомендаций диспетчеру предприятия электрических сетей по переключениям в сетях 6-35 кВ, обеспечивает необходимое качество расчетов при поиске решения и выполняется за допустимое время.

Авторы [58] для нахождения решения также применяют стандартный подход теории графов, а именно – поиск в глубину (рис. 1.1). Однако блок расчета режимов используют со своими правилами определения допустимости перетоков, падения напряжения и т.д. Отход от применения стандартных сертифицированных программных продуктов обусловлен попыткой уменьшения времени расчета режимов. Причем, в случае распределительных сетей, где априори присутствует радиальная структура без кольцевых связей и возможности питания одного потребителя от двух разных источников, это не приводит к уменьшению области допустимых решений предлагаемого алгоритма. Столкнувшись с экспоненциальным увеличением времени расчета в зависимости от количества учитываемых элементов распределительной сети, авторы [58] предложили уменьшать топологию полного графа сети, объединяя нагрузки по следующим принципам:

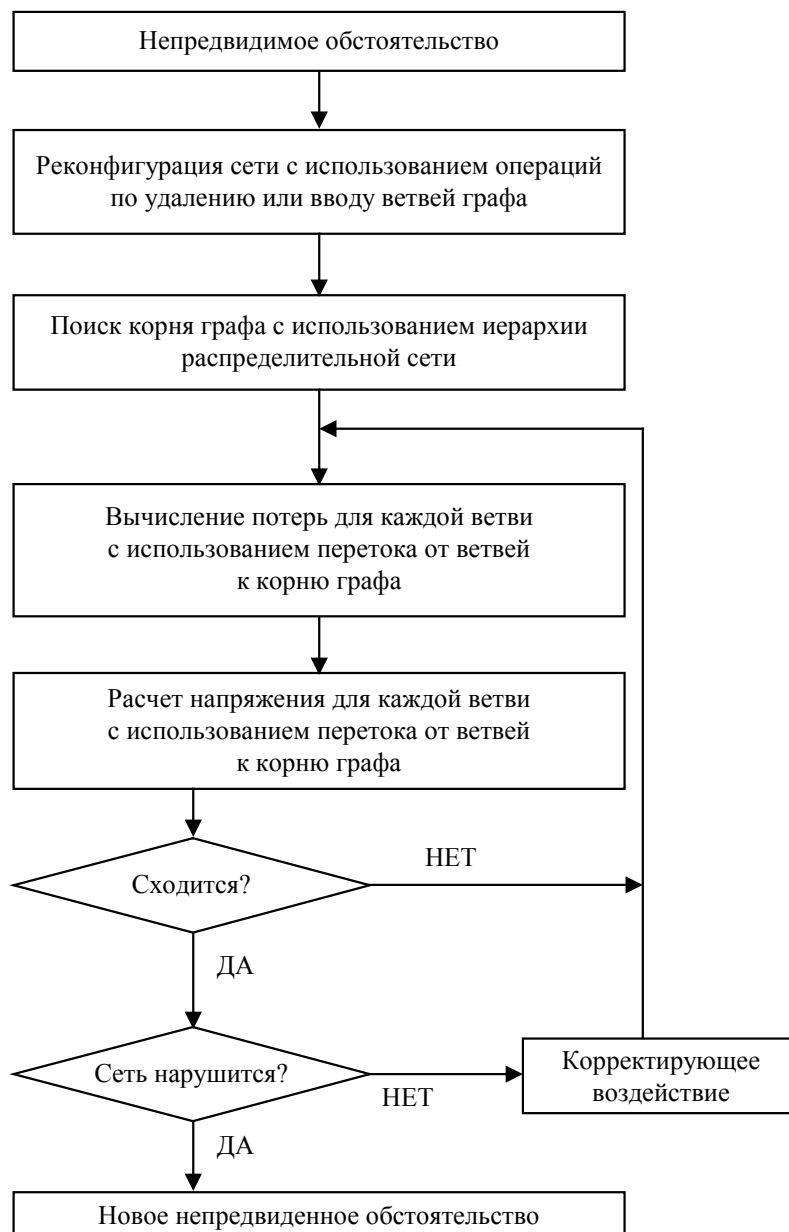


Рис. 1.1. Блок-схема алгоритма восстановления распределительной сети на основе графов.

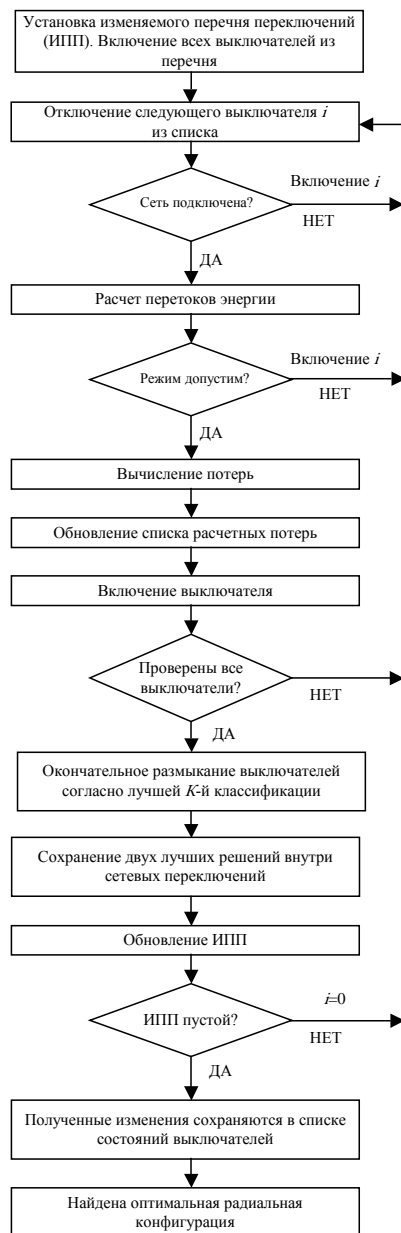


Рис.1.2. Альтернативная блок-схема алгоритма восстановления распределительной сети на основе графов.

1) узлы, на обеспечение которых электроэнергией никак не повлияла авария;

2) узлы, которые оказались полностью изолированы после работы автоматики;

3) узлы, которые являются пограничными к узлам, обеспеченным мощностью и обесточенным.

Таким образом, даже для больших распределительных сетей время поиска становится небольшим и позволяет использовать алгоритм в режиме *on-line*, но за это приходится платить уменьшением области решений и их неоптимальностью с точки зрения потерь.

Другой подход [50, 51] основывается на теории графов (рис. 1.2). При начальном анализе сетевой конфигурации предлагается ее существенно упростить для снижения числа возможных вариантов путем объединения нескольких потребителей, для которых основные пути получения электроэнергии одинаковы, и совместное отключение / подключение которых не должно сказываться на режимах остальной части распределительной сети. Условно это объединение можно представить как упрощение графа путем формирования лишь основных ребер (направлений). Очевидно, что возможность таких объединений возникает, в основном, по

мощным питающим узлам, пропускная способность которых значительно перекрывает потребление каждого объединения. При достаточно сложной схеме и большом числе потребителей предлагается многоуровневое упрощение, т.е. потребители в объединениях собираются в подгруппы на принципах, указанных выше. Фактически авторы упрощают схему распределительной сети по принципу сохранения основных передающих линий на каждом уровне последовательного упрощения. Следовательно, строится древовидная структура объединений и потребителей. При аварийной ситуации выбирается требуемый уровень упрощения, и уже в нем ищется решение путем простого перебора всех вариантов, что требует небольшого времени в силу их малого количества. Таким образом, расчет режима, несомненно, упрощается, однако метод может не дать правильного решения при необходимости межгруппового резервирования, да и выбор самих объединений составляет определенную сложность.

В работах [49, 63] вся схема распределительной сети делится на иерархические подобласти, причем подобласти одного уровня в отношении режимов отличаются малой зависимостью. Принципы формирования иерархической структуры во многом схожи с предложенными в [50, 51]. Однако авторы предлагают отказаться от разбиения на основе оценок экспертов в пользу формализации условий деления схемы на иерархические подуровни, отмечая в то же время, что правильность результата в значительной степени зависит от того, насколько удачно такое разбиение. В послеаварийный период при восстановлении схемы поиск переключений находится только для восстанавливаемой подобласти выбором из базы знаний рассчитанного ранее решения. Непосредственно сама база знаний формируется произвольным алгоритмом. Для тестовой схемы авторы создавали такую базу вручную, впрочем, как и формирование иерархической структуры. Тем не менее, понятно, что размеры самой базы знаний растут экспоненциально с ростом распределительной сети, а при достаточно большом количестве связей удачная иерархия подобластей существенно усложняется.

В работе [32] также используется один из стандартных методов обработки графов, а именно – поиск в глубину. Авторы попытались приблизить ситуацию с проведением переключений в послеаварийных режимах к текущему состоянию распределительных сетей, которое характеризуется большим моральным и физическим износом как коммутирующих элементов, так и других частей сети.

В связи с этим для каждого выключателя формируется состояние его готовности к переключению, основными моментами в котором являются:

1) существование или потенциальная возможность существования ограничений со стороны служб: релейной защиты, режимов, оперативно-диспетчерской;

2) изменение состояния коммутирующего элемента осуществляется только автоматически;

3) коммутационный аппарат заведен под телеуправление и телесигнализацию, либо находится на подстанции с постоянным дежурным персоналом.

Как и в других работах, основанных на аналогичном методе, отмечается, что алгоритм имеет хорошие показатели при работе с небольшими (несколько десятков управляемых элементов) распределительными сетями. При существенном увеличении (до сотен и даже тысяч коммутационных элементов и узлов) скорость работы падает, что приводит к необходимости ограничивать глубину поиска или дробить граф схемы на мало зависимые друг от друга подграфы.

Расчет режимов распределительной сети в течение реконфигурации (для ускорения работы алгоритма) осуществляется приближенными методами. Окончательный расчет режима выполняется только для начального и конечного состояний.

1.2. Восстановление электропотребления методами искусственного интеллекта

В работе [35] предлагается подход, основанный на использовании аппарата искусственных нейронных сетей (ИНС). Авторы, формируя структуру блока решения, останавливаются на комбинации двух ИНС, причем одну настраивают на входную информацию режима, предшествующего аварийному, по нагрузкам которого и будет определяться требуемая располагаемая мощность, а вторую ИНС обучают непосредственно на нахождение решения (рис. 1.3).

Обучающая выборка (в терминах авторов [35] – опорные режимы) формируется экспертным путем из расчета максимального охвата всех основных состояний распределительной сети. Непосредственно начальное обучение осуществляется в режиме off-line по стандартному алгоритму обратного распространения ошибки и занимает достаточно много времени. Решение, предлагаемое тандемом ИНС в режиме on-line, актуализируется и проверяется своего

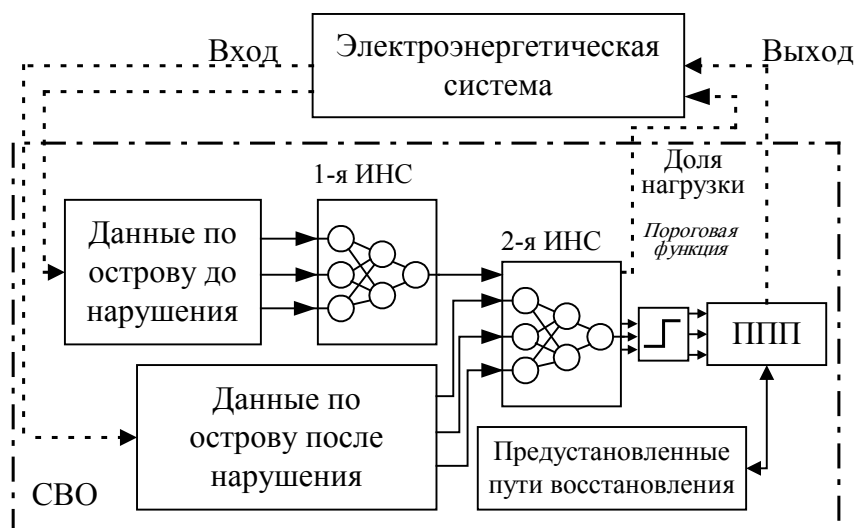


Рис. 1.3. Схема восстановления острова. СВО – система восстановления острова; ППП – программа производства переключений.

рода блоком расчета режимов (который призван фильтровать грубые ошибки при выходе за рамки допустимости режимов и вынесен за пределы предлагаемого подхода) и при положительном заключении принимается к исполнению. Авторы статьи отмечают, что такой подход позволяет существенно (в несколько раз по сравнению с численными методами) сократить время восстановления электроснабжения потребителей для большинства случаев и, в силу аппроксимирующих свойств ИНС, достаточно полно покрыть допустимую область решений. В ходе экспериментов становится очевидным, что для обозначения состояния выключателей достаточно использования двух обозначений: рабочий (Open) и не рабочий (Locked). Здесь же отмечается большой потенциал, заложенный в ИНС, но авторам так и не удалось решить проблему сходимости решений и обхода локальных минимумов квадратичной ошибки обучения. Вызванные этим проблемы не могут не сказаться как на времени начального обучения, так и на качестве получаемых результатов. За тестовую схему была взята реальная распределительная сеть из 17-ти «генерирующих» узлов и 163 узлов нагрузки, а среднее время нахождения решения составило 23 сек. из выборки в 1230 заданий. При этом численность нейронов в скрытых слоях ко-

лебалась от десятков до сотен, а количество примеров в обучающей выборке не превышало 200.

В следующей работе [46] предложено использовать ИНС не просто в качестве аппарата для нахождения решения по восстановлению энергоснабжения потребителей в распределительной сети, но и формировать последовательность переключений. Задача формирования верной последовательности переключений (с точки зрения режимных и аппаратных ограничений) является достаточно сложной и плохо формализуемой. Поэтому подход, формирующий такую последовательность переключений с возможностью минимизации управляющих действий, может существенно облегчить работу дежурного персонала подстанции и сократить время погашения потребителей. Здесь за основу была взята полносвязанная ИНС, состоящая из двух внутренних слоев по 21 нейрону в каждом слое, входного и выходного слоев. В качестве входной информации были использованы значения нагрузок в узлах потребления. Соответственно количество нейронов во входном слое совпадало с количеством потребителей. Для того чтобы сузить решаемую задачу, было предложено для каждой конкретной задачи уменьшить количество входной информации до тех узлов, которые затронуло погашение, и на вход ИНС подаются те нагрузки, которые были в узлах до отключения. На остальные входы ИНС ничего не подается. Количество нейронов в выходном слое соответствует количеству коммутирующих элементов сети, при этом их последовательность строго оговорена, и каждый выход отвечает за свой элемент.

Обучающая выборка формируется таким образом, чтобы при определенном входе на выходных нейронах, соответствующих коммутирующим элементам, появилась информация о том, в какой последовательности они должны изменить свое состояние. Если состояние коммутирующего элемента не изменяется, то на выходе появляется информация, что элемент не участвует в переключениях. Информация, поступающая на вход ИНС, предварительно проходит стадию нормализации для того, чтобы все значения попали в рабочий диапазон от нуля до единицы. Соответствующей процедуре расшифровки подвергается и выходная информация, так как значения обучающей выборки ИНС воспроизводит с некоторой погрешностью (так называемой ошибкой обучения).

Зачастую восстановление энергоснабжения потребителей может идти несколькими путями, но в связи с особенностью аппарата ИНС в обучающей выборке не может быть двух одинаковых исход-

ных состояний и двух разных итоговых. В противном случае ИНС невозможно обучить с приемлемой точностью. Авторы [46] особо отмечают этот факт и предлагают внимательно следить за обучающей выборкой и из двух и более вариантов решения выбирать для обучения только один.

Результаты метода были опробованы на распределительной сети одной из подстанций метро Тайваня, состоящей из 17-ти коммутирующих элементов и 19-ти узлов, из которых девять являются источниками. В обучающей выборке представлено 240 примеров. Программная реализация алгоритма обеспечила надежное функционирование указанной распределительной сети и позволила сократить время формирования последовательности переключений в аварийных ситуациях до одной секунды.

К сожалению, за рамками работы осталось решение проблемы, когда в более сложных распределительных сетях при восстановлении приходится, например, сначала включить коммутирующий элемент X , затем произвести другие переключения, а потом опять вернуть состояние элемента X к первоначальному. Очевидно, что количество примеров в обучающей выборке достаточно велико даже для такой небольшой распределительной сети. Следует ожидать, что необходимое для надежной (с точки зрения полноты области решений) работы алгоритма количество примеров будет увеличиваться с ростом сложности распределительной сети и может достигнуть уже нескольких тысяч при нескольких десятках узлов потребления. В свою очередь, это приведет к необходимости в резком увеличении количества нейронов в скрытых слоях и расширении временного диапазона, требующегося для обучения ИНС до неприемлемых значений. В связи с этими ограничениями становится очевидной невозможность использования данного подхода при решении задач восстановления энергоснабжения в средних и больших распределительных сетях.

1.3. Экспертные системы для восстановления электропотребления

Работа [38] посвящена использованию базы правил [12] для решения задачи восстановления энергообеспечения потребителей при авариях в распределительных сетях. Такой подход характерен тем, что несколько общих правил, полученных экспертным путем, основанным на опыте принятия решений дежурным персоналом подстанции, позволяют находить решение быстро и прозрачно для

оператора. Однако сформулированные таким образом правила лишены гибкости и существенно сужают область допустимых решений. В большинстве случаев этим можно пренебречь, особенно, когда структура распределительной сети имеет ярко выраженный радиальный характер с отсутствием или со слабыми связями между генерирующими узлами, чем и воспользовались авторы [38], производя тестовые испытания программного комплекса на реальной распределительной сети. При попытке обойти такие ограничения приходится прибегать к тактике разработки большего числа правил и их персонализации к конкретным линиям или узлам. Для достаточно больших распределительных сетей с сотнями или тысячами линий связи и узлов потребления база правил теряет свою прозрачность, понятность в принятии решения, увеличивает время его поиска. А небольшое изменение в топологии распределительной сети приводит к необходимости ревизии всей базы, с потенциальной необходимостью изменений и дополнений.

В статье [60] предлагается объединить различные подходы при восстановлении энергообеспечения потребителей распределительной сети. Непосредственно для нахождения решения используется метод на базе знаний, а с помощью алгоритма на основе сетей Петри организован блок расчета последовательности переключений. С точки зрения авторов, такой метод в малых распределительных сетях (до нескольких десятков узлов и коммутирующих элементов) позволяет сократить время на нахождение решения и осуществление коммутационных манипуляций дежурным персоналом подстанции. Однако в некоторых ситуациях предлагаемая последовательность переключений является ошибочной и требует внимательного изучения, а также возможной корректировки диспетчером. К недостаткам описанного подхода можно отнести и отсутствие ранжирования коммутирующих элементов по доступности к использованию и надежности эксплуатации. Но нельзя оставить без внимания принципиальность подхода в попытке объединения плюсов, характерных для разных методов в решении одной задачи.

В работе [61] для восстановления энергообеспечения потребителей распределительной сети применяется подход с использованием базы знаний. На самом деле авторы используют не одну, а четыре различных базы знаний, каждая из которых имеет большую независимость, а объединяет их лишь общая входная информация – текущее состояние распределительной сети. Непосредственно же вы-

бор базы знаний, которая будет использована в этот момент, зависит от того, какую из четырех задач необходимо решить:

- 1) восстановление энергообеспечения (вследствие аварий);
- 2) реконфигурация сети для уменьшения перегрузок в линиях;
- 3) изменение состояния выключателей для коррекции напряжения в узлах;
- 4) перераспределение нагрузки на разные источники энергии.

Таким образом, авторы пытаются максимально упростить структуру базы знаний, но отмечают, что даже такое разделение не позволяет добиться прозрачности и понятности в структуре. Начальное заполнение и пополнение базы знаний осуществляются экспертным путем и характеризуются большим набором правил для каждого состояния распределительной сети, так как каждое управляющее воздействие оператора приводит к формированию нового правила и тем самым постоянно увеличивает размер базы. К сожалению, в такой ситуации нельзя обойтись сохранением лишь нескольких характерных примеров.

Для тестовой схемы в 23 узла с двумя генераторами время решения задач колеблется в районе одной секунды, что является крайне плохим показателем, так как с ростом топологической сложности распределительной сети время поиска решения будет увеличиваться в лучшем случае экспоненциально. А если учесть сложность изменения базы знаний при изменении топологии и трудоемкость введения всей ключевой информации для данной схемы, то возможность реального применения рассматриваемого метода становится весьма сомнительной.

Подход, основанный на нечетких вычислениях множественности критериев, изложен в [46]. Авторы отмечают, что в аварийной ситуации диспетчерскому персоналу приходится решать проблему восстановления энергоснабжения потребителей в условиях минимизации достаточно большого и зачастую взаимоисключающего набора критериев, таких как категоричность электроснабжения, минимизация потерь, допустимые перетоки по линиям, общее количество переключений и т.д. Очевидно, что необходимо вводить ранжирование таких критериев по важности их соблюдения (в этой сфере работа сильно коррелирует с результатами [59]). В [46] предлагается трехступенчатая организация этих критериев по степени важности. В частности, к первой группе относятся такие существенные

критерии, как скорость восстановления энергообеспечения, уменьшение количества отключенных потребителей и количество требуемых переключений. Однако в ней совершенно не рассматривается такой критерий, как категоричность потребителя, который является одним из основных и заставляет диспетчерский персонал, в первую очередь, обеспечивать энергией потребителя с максимальной категорией. Опробовав свой метод на тестовой схеме из нескольких активных элементов, авторам удалось перейти к реальной распределительной сети, состоящей из 19-ти узлов питания и более 160 связей. Программный комплекс написан на объектно-ориентированном языке программирования C++, с применением перспективного подхода объединения хранения однородных типов данных и алгоритмов их обработки в единое целое. Такой подход позволяет существенно ускорить работу программы и упростить ее понимание. К сожалению, авторам [46] не удалось расширить область решений программного комплекса до максимально возможной, что позволяет использовать комплекс лишь как советчик диспетчера. За пределами статьи осталось также определение среднего времени нахождения решения, которое неминуемо увеличивается с ростом топологической структуры распределительной сети.

1.4. Методы, сопутствующие задаче восстановления электропотребления

В основе работоспособности рассмотренных выше методов восстановления энергоснабжения потребителей распределительных сетей лежит точность исходных данных, в особенности, о состоянии коммутирующих элементов. Тем не менее, зачастую из-за сбоев телеметрии в такие исходные данные попадают ошибочные показания, из-за которых в последствии будут получены ошибочные результаты. В связи с этим приобретает особую важность достоверизация реальной топологии сети. Авторами работы [44] для решения этой задачи из всей массы измерений экспертным путем отбираются те, которые являются наиболее устойчивыми к ошибкам и, соответственно, более достоверными. Затем, объединив методы обобщенного критического анализа [36] и геометрической интерпретации нормализованных множителей Лагранжа [43], они изменяют состояние тех коммутирующих элементов, которое оказалось ошибочным. Очевидно, что данный метод, уменьшая число грубых ошибок, не позволяет довести достоверность исходных данных до 100%.

Авторы [52] отмечают необходимость создания быстрого алгоритма для обеспечения минимизации потерь в распределительных сетях. Эта задача коррелирует с задачей изменения конфигурации сети с точки зрения переключений. Предложенный ими алгоритм основан на модификации стандартного метода Ньютона и позволяет найти решение матрицы Гессена, состоящей из весовых коэффициентов потерь мощности в линиях. Таким образом, получается новая топология распределительной сети, в которой при данных нагрузках узлов будет реализован минимум потерь в линиях. Авторы отмечают, что нахождение конфигурации с минимальными потерями мощности в сети, состоящей из 129 выключателей и 1128 ветвей, алгоритму требуется менее 0,01 сек. Однако за рамками статьи остались следующие вопросы:

- 1) необходимость новых (возможно несколько раз в день) реконфигураций распределительной сети для минимизации потерь при изменяющихся нагрузках в узлах;
- 2) введение интегральных (за день, неделю и т.д.) параметров нагрузок в узлах и потерь в линиях;
- 3) учет запрещенных для включения коммутационных устройств;
- 4) надежность энергоснабжения;
- 5) введение параметров разной стоимости электроэнергии от разных источников.

Как и в других случаях, отсутствие ответов на эти вопросы снижает как надежность функционирования распределительной сети, так и область допустимых решений.

* * *

Из представленного в главе аналитического обзора следует, что проблема восстановления электроснабжения актуальна. Это связано с повышением надежности функционирования распределительных сетей, снижением ущерба от перерывов и недоотпуска электроэнергии, определяется возможностями новых информационных технологий и отражено значительным числом научно-технических разработок. Существуют различные подходы к восстановлению. Но большинство решений привязано к одному какому-либо методу, что в той или иной степени предопределяет присущие ему недостатки. Удачное объединение методов позволит заметно улучшить характеристики системы восстановления в целом.

Необходима автоматизация восстановления электроснабжения потребителей, осуществляемая на первом этапе с помощью «советчика диспетчера распределительной сети». В ней должны быть учтены как режимные условия функционирования, так и возможности вычислительной техники для приемлемой реакции на изменения нагрузок и топологии анализируемой схемы.

Глава 2. КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Известные нам методы, основанные на использовании средств вычислительной техники и применяемые в реконфигурации распределительных сетей при восстановлении энергообеспечения потребителей в послеварийных режимах, зачастую не позволяют удовлетворить основные требования по корректной адаптации к изменениям режима распределительной сети при достаточной вычислительной мощности комплекса (соотношению быстродействия, объема памяти и стоимости техники), а также устойчивости (сходимости) и оптимальности решения. Ниже представлен комплексный метод восстановления, объединяющий два направления поиска схем сети с учетом перечисленных требований. Первое основано на графе схемы, второе использует ИНС. Комплексность метода связана с параллельной обработкой алгоритмов указанных направлений в конкурирующем режиме. Разработка осуществлялась в несколько этапов.

2.1. Начальное конфигурирование выключателей распределительной сети

При начальной обработке графа для полностью погашенной распределительной сети необходимо произвести подключение всех потребителей к источникам электроэнергии. Эта задача во многом идентична задаче восстановления энергообеспечения нагрузок. Действительно, и в том, и другом случаях необходимо реконфигурировать коммутирующие элементы распределительной сети с целью обеспечения узлов нагрузки электроэнергией. Тем не менее, в этой ситуации существует и ряд отличий. С одной стороны, нет необходимости искать узлы, где можно найти располагаемую мощность, они уже известны – это источники энергии. С другой – нет смысла повторять процедуру нахождения питающего графа для каждого узла нагрузки.

Было принято решение организовать процедуру начального заполнения состояний выключателей на основе традиционного в таких случаях алгоритма из теории графов – поиск в ширину. В ходе последовательного перебора всех коммутирующих элементов от

корней вглубь графа производилось включение всех выключателей, для которых выполнялись следующие три условия:

1) в питающем узле имеется достаточная располагаемая мощность не только для обеспечения нагрузки нового узла, но и для покрытия потерь в линиях при транспорте этой электроэнергии;

2) суммарный переток мощности по питающим линиям электропередачи не должен превышать длительно допустимого значения;

3) напряжение у потребителей должно быть не ниже предельно допустимого значения.

Итогом работы такого алгоритма являлось решение, не оптимальное с точки зрения потерь и категоричности потребителей. Более того, в общем случае не все нагрузки были обеспечены мощностью из-за режимных ограничений, хотя при другой конфигурации коммутирующих элементов они могли быть подключены. Достоинством такого алгоритма явилось быстрое обеспечение большинства потребителей и создание первого приближения схемы восстановления. На этом же этапе стала очевидна необходимость создания, с одной стороны, алгоритма, позволяющего производить переключения, избавляющие от подобных проблем, а с другой – метода по реконфигурации распределительной сети в послеаварийных режимах.

С учетом задачи на начальном этапе разработки для решения вопроса восстановления энергообеспечения была осуществлена попытка воспользоваться одним из стандартных математических методов теории графов, известным как поиск в глубину [5], в котором поиск новой питающей цепи выполняется сначала от слоя к слою, а затем внутри каждого из слоев.

2.2. Метод поиска источника питания на основе графа схемы

Чтобы не усложнять понимание алгоритма, объединим расчет режима распределительной сети со всеми ограничениями и возможностями в операторе (Усл.).

Пусть имеется схема (рис. 2.1), включающая 25 узлов (U_i) генерации / потребления мощности и 25 линий связи (L_i) между этими узлами.

Необходимо найти цепь связей L_i , позволяющую передать мощность от узла U_x , располагающего необходимой мощностью, до обесточенного U_0 .

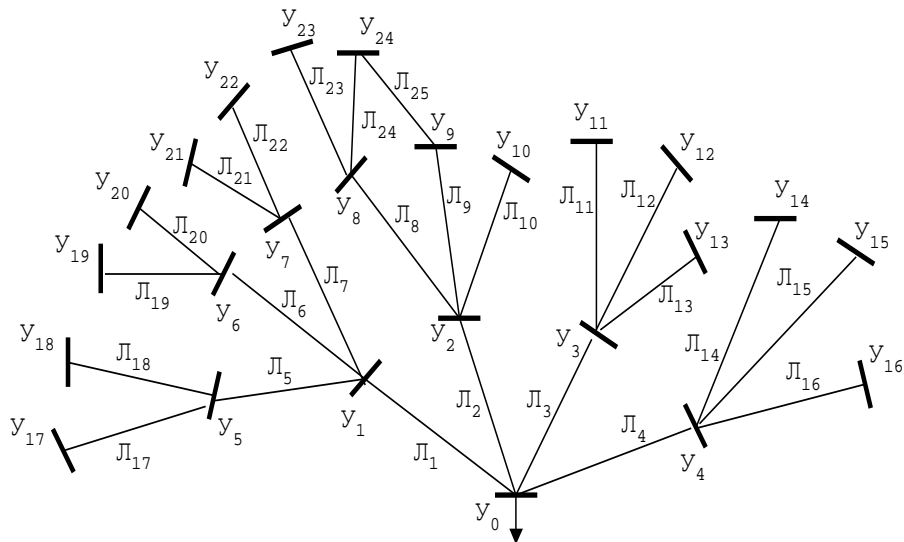


Рис. 2.1. Участок схемы распределительной сети.

Построим алгоритм таким образом, чтобы поиск Y_x выполнялся в каждом узле сначала вглубь и лишь затем вширь к следующему узлу. Это позволяет при прочих равных условиях подключать обесточенный Y_0 к узлу с максимальной располагаемой мощностью, поскольку он находится ближе к источникам мощности. Структура и параметры схемы заданы в табл. 2.1. В целочисленной ее части (uzi) описаны топология связей между узлами, их состояние (включена / отключена) и приоритет узла по категорийности электроснабжения. В части значений с плавающей запятой (uzf) сохраняются параметры для узлов и связей по напряжениям, располагаемым и потребляемым мощностям, их перетокам, допускам по перегрузке и т.д. Здесь курсивом выделены параметры, задаваемые оператором или получаемые от оперативного измерительного комплекса (ОИК). Прямым шрифтом отмечены параметры, рассчитываемые программами. Следует пояснить признак состояния узла (первая строка таблицы узлов): 0 соответствует состоянию «отключен» (без напряжения), $1 \dots n$ определяет состояние «включен» и указывает признак головного узла питания, необходимый для предупреждения параллельного включения несинхронных источников.

Таблица 2.1

Параметры, связи и состояния элементов схемы

Пере- менная	s	Описание узлов	Номер узла, n			
			1	2	...	n _и
uzi [n,s]	1	Состояние (признак + отключен / подключен)				
	2	Номер питающей связи				
	3	Приоритет подключения узла				
uzf [n,s]	1	Ген./потр. активная мощность (нагрузка с +)				
	2	Ген./потр. реактивная мощность (индуктивная с +)				
	3	Активная мощность узла (суммарная)				
	4	Реактивная мощность узла (суммарная)				
	5	Располагаемая в узле активная мощность				
	6	Располагаемая в узле реактивная мощность				
	7	Напряжение в узле				
Пере- менная	s	Описание связей	Номер связи, n			
			1	2	...	n _л
lni [n,s]	1	Узел начала связи				
	2	Узел конца связи				
	3	Состояние связи (включена, отключена или отключена с запретом на включение)				
lnf [n,s]	1	Активное сопротивление				
	2	Реактивное сопротивление				
	3	Длительно допустимый ток связи				
	4	Текущее значение тока по связи				
	5	Активная мощность перетока				
	6	Реактивная мощность перетока				
	7	Потери напряжения				
	8	Потери активной мощности				
	9	Потери реактивной мощности				
	10	Коэффициент допустимой перегрузки на заданное время				

На основе табл. 2.1 формируется табл. 2.2 связей узла, в которой по каждому узлу создается столбец всех связей, подключенных к этому узлу. Поскольку число таких связей бывает существенно различным, то признаком конца столбца является нуль. Отслеживание поиска решения происходит на основе табл. 2.3 по заданному Y_0 . На каждом шаге поиска в глубину запоминается путь до искомого узла и анализируются режимные условия по возможности подключения к нему Y_0 .

Таблица 2.2

Связи узлов

	Номера узлов			
	$У_0$	$У_1$...	$У_{24}$
Номера связей	$Л_1$	$Л_1$		$Л_{23}$
	$Л_2$	$Л_5$		$Л_{25}$
	$Л_3$	$Л_6$		0
	$Л_4$	$Л_7$		
	0	0		

Таблица 2.3

Поиск решения

Шаг	Узел нагрузки	Строка связи по табл. 2.2	Анализируемая связь	Требуемая активная мощность	Требуемая реактивная мощность
1	$У_0$	P_0	Q_0
2
...
N

При использовании такого подхода выявилось несколько серьезных недостатков в предлагаемых решениях. Во-первых, найденные решения не всегда оптимальны с точки зрения потерь и количества изменений состояний коммутационных элементов распределительных сетей. Во-вторых, в ходе общения с дежурным персоналом подстанций выяснилось, что при поиске решения эксперты интуитивно используют аналог метода поиска в ширину, поэтому было принято решение видоизменить алгоритм и искать сначала в ширину, а затем в глубину. Ниже представлен алгоритм поиска такой цепи, проиллюстрированный примером. Не будем и здесь останавливаться на режимных расчетах сети, заключив их в оператор условий при оценке предлагаемых решений [30]. Рассмотрим ту же схему, что и в первом случае (см. рис. 2.1).

Построим алгоритм таким образом, чтобы поиск $У_x$ выполнялся в каждом узле сначала вширь и лишь затем вглубь к следующему узлу, что позволяет при прочих равных условиях подключать $У_0$ к наиболее близкому (с точки зрения количества линий связи) узлу с необходимой для $У_0$ располагаемой мощностью. Поскольку алгоритм не сильно отличается от используемого ранее, то структуры, схемы и таблицы имеют аналогичный характер и область по-

строения. Процесс поиска решения (рис. 2.2) начинается с задания шага поиска в глубину Π , равного единице. Затем по табл. 2.2 (“Табл.2”) определяется номер связи в первой строке (С) узла $У_0$. По табл. 2.1 находится узел на другом конце этой связи. Оценивается возможность подключения $У_0$ к найденному узлу оператором расчета режима (Усл.). При этом проверяются: имеется ли в найденном узле располагаемая мощность, достаточная для $У_0$, и способна ли связь (в данном случае $Л_1$) передать эту мощность. Здесь же проверяется условие, не пришла ли искомая цепь по кольцу связей в один из исходных узлов (см., например, цепь $Л_2$ - $Л_9$ - $Л_{25}$ - $Л_{24}$ - $Л_8$). Еще одно условие, ограничивающее поиск в заданном направлении, – признак корневого питающего узла. Поскольку связь за ним существует, но управление ею находится на более высоком уровне, то она в поиске не участвует. При невыполнении одного из условий выбирается следующая строка, ее номер связи ($Л_2$), по ней – узел ($У_2$) и проверяются условия для этой цепи. Информация о номерах строки С, анализируемых связи $Л_i$ и узла $У_i$ хранится в табл. 2.3 в строке, соответствующей значению шага Π . Там же сохраняются значения активной P и реактивной Q мощностей, которые должны быть переданы по связям искомой цепи. На первом шаге они равны мощности потребителя $У_0$, а на следующих к ним прибавляются мощности тех узлов, из которых выполняется поиск цепи плюс потери на передачу. Как видно из рис. 2.2, на первом шаге просматриваются связи $Л_1 \dots Л_4$, на втором – цепи: $Л_1$ - $Л_5 \dots Л_7$, $Л_2$ - $Л_8 \dots Л_{10}$, $Л_3$ - $Л_{11} \dots Л_{13}$, $Л_4$ - $Л_{14} \dots Л_{16}$, на третьем – $Л_1$ - $Л_5$ - $Л_{17} \dots Л_{18}$, $Л_1$ - $Л_6$ - $Л_{19} \dots Л_{20}$, ..., $Л_2$ - $Л_9$ - $Л_{25}$. В более сложной сети шагов в глубину может быть больше, однако практика решения поставленной задачи показала, что шести шагов вполне достаточно для нахождения цепи. При выполнении условия (Усл.) решение найдено, и по табл. 2.3 определяются узлы и связи, образующие необходимую цепь. При невыполнении условия для последней цепи (в приведенном примере $Л_2$ - $Л_9$ - $Л_{25}$) считается, что для заданных условий задача неразрешима.

В рассматриваемом примере порядок выбора анализируемых связей шел по часовой стрелке. Нередко в зависимости от категории бесперебойности и величины мощности потребителя такой порядок бывает необходимо изменить. В этом случае он задается и изменяется в табл. 2.1 указанием приоритета узла.

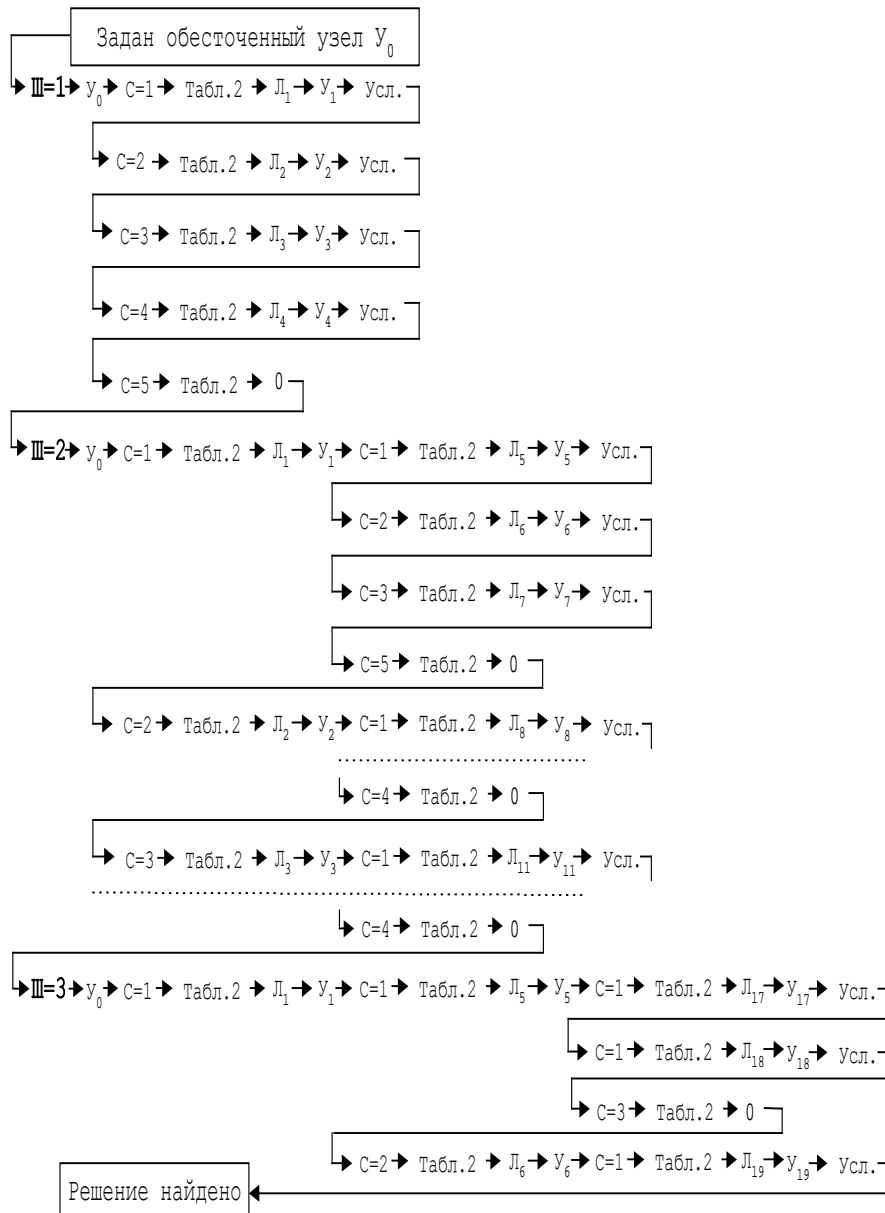


Рис. 2.2. Процесс поиска решения.

Разработанный метод позволил провести ряд экспериментов, в ходе которых была выявлена схожесть полученных результатов с результатами исследований авторов работ [45, 58, 59]. Аналогичные достоинства и недостатки привели к необходимости поиска похожих путей решения. Экспоненциальный рост времени поиска решения и используемых ресурсов памяти при линейном росте сложности распределительной сети вызывает необходимость укрупнения (объединения нескольких близких узлов в один) и оптимизацию количества допустимых шагов поиска в глубину, что, в свою очередь, приводит к урезанию области допустимых решений и лишает последние оптимальности с точки зрения потерь в линиях и перераспределения нагрузок.

2.3. Поиск схемы восстановления питания потребителя на основе нейронных сетей

Следующим этапом работы стал поиск альтернативных методов решения задачи. На основе анализа известных схем ИНС и собственного опыта их использования выбраны многослойные нейронные сети из-за их удовлетворительных аппроксимирующих свойств. Было решено использовать наиболее простые по своей структуре и методу применения статические искусственные нейронные сети (рис. 2.3), работа которых состояла из двух этапов.

Первый этап – обучение, связан с настройкой весовых коэф-

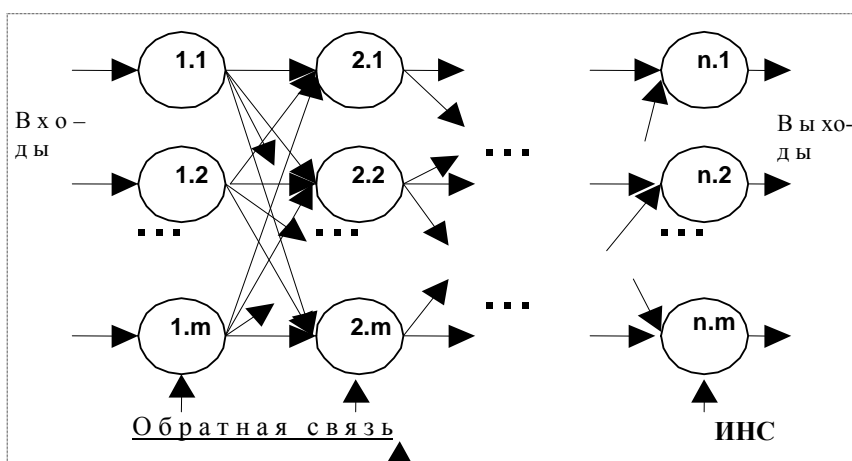


Рис. 2.3. Пример построения ИНС.

фициентов нейронов таким образом, чтобы сформировать оптимальную аппроксимацию функции решений $u(k)$ обучающей функцией $u^*(k)$ для $k \in [1, \dots, N]$.

На следующем этапе, названном фазой воспоминаний, при подаче на входы ИНС функции, близкой к входной функции $r(k)$, использованной на этапе обучения, сеть практически безошибочно восстанавливает функцию $u(k)$ на выходе. Применительно к рассматриваемому случаю получаем следующую картину: на первом этапе сеть обучается на характерных тестовых режимах распределительной сети. Они берутся из базы, которая формируется либо человеком, либо специальной программой, основанной на другом способе поиска решений. Здесь необходимо отметить, что от того, насколько широко и всесторонне будет наполнена обучающая выборка, зависит качество решений, которые предлагает ИНС, для задач, не вошедших в обучающую область. Поэтому наиболее целесообразно проводить создание такой выборки совместно с диспетчерами-экспертами конкретной распределительной сети.

На этапе воспоминаний ИНС предлагает запомненное решение по текущему состоянию коммутирующих устройств. Очевидно, что для случаев, попавших в область обучения, это решение есть искомое, но при подаче на входы ИНС состояния связей, не попавшего в область обучения, спрогнозировать реакцию выходов невозможно, и полученное решение может оказаться неоптимальным или даже недопустимым. В такой ситуации возникает потребность в указании ошибки управления для обучения ИНС. При этом нарушается необходимое условие обучения сети по методу обратного распространения ошибки (Back Propagation – BP), поскольку ошибка управления является функцией времени.

Ниже показано, что скорость в режиме воспоминания и необходимый для работы объем оперативной памяти при использовании ИНС росли линейно в зависимости от усложнения распределительной сети. При сравнении результатов, которые давало применение ИНС с полученными при использовании алгоритмов на основе графов, удалось проследить удивительную закономерность. Из экспериментальной проверки выяснилось, что если необходимые изменения в схеме распределительной сети были минимальны (не более 2-3% от общего числа коммутационных элементов), то алгоритм поиска в ширину давал лучшие временные показатели, чем при использовании ИНС (во многих случаях, не вошедших в обучающую выборку, ИНС предлагала вообще недопустимые режимы). Но если

решение задачи требовало изменения состояния более 10% коммутационных элементов (особенно если решение попадало в обучающую выборку ИНС), то ИНС показывали лучшие результаты в сравнении с алгоритмом, основанным на теории графов. Такой результат дал основания говорить о возможности успешной совместной и взаимодополняющей работе двух различных методов.

2.4. Комплексный метод решения задачи по восстановлению электроснабжения потребителя

Первым шагом в направлении объединения двух алгоритмов стала попытка оценки схемы распределительной сети с точки зрения сложности (в понимании количества переключений) восстановления и, в зависимости от этого, выбора того или иного алгоритма в качестве основы для поиска решения. Но понимание трудоемкости создания подобной оценки привело к необходимости реализации параллельной работы двух тестовых алгоритмов в постоянной конкуренции с обменом промежуточной информацией о ходе решения. Для обеспечения такой возможности, а также для унификации исходных и результирующих данных, был разработан интерфейсный модуль, в область ведения которого включен блок по актуализации предлагаемых различными алгоритмами схем (блок расчета режима – БРР) решения и для выявления схем, недопустимых по режимным и другим ограничениям. В силу стоящей перед БРР задачей стало возможно использовать универсальный известный программный комплекс Rastr в его Windows версии [RastrWin V.1, ОДУ Урала, Екатеринбург, Россия], для чего и был написан соответствующий интерфейс. Однако для ускорения работы, основываясь на традиционных подходах расчета бескольцевых схем, разработан свой алгоритм, обеспечивающий, с одной стороны, прозрачность в актуализации схемы, а с другой – необходимую скорость выполнения вычислений.

Комплекс по такой схеме, как и ожидалось, смог объединить в себе все достоинства методов, основанных на ИНС и теории графов, исключив большинство присущих им по отдельности недостатков [10, 13, 27].

Впоследствии, для обеспечения более гибкого подхода в решении задачи восстановления энергоснабжения потребителей распределительной сети, была предпринята успешная попытка по дополнению алгоритма, основанного на ИНС, самообучающейся под-

системой. Таким образом, если с первой попытки ИНС выдавала недопустимое или неоптимальное решение задачи, нейронная сеть переходила в режим самообучения, где посредством обобщенного вектора ошибки, она изменяла свои внутренние весовые коэффициенты таким образом, чтобы решение на выходе ИНС было допустимым и оптимальным по заданным критериям. Как известно, при использовании методов самообучения ИНС по одному из стандартных алгоритмов [14] в общем случае до сих пор остается открытым вопрос сходимости и единственности решения. К сожалению, решить его в полном объеме не удалось. Тем не менее, было доказано (см. разд. 2.6), что в конкретном случае применения самообучения ИНС для реализованного алгоритма поиска восстановления энергоснабжения потребителей распределительной сети, с одной стороны, требуемое решение будет найдено, а с другой – оно будет единственным.

Очевидной необходимостью для тестирования в реальных распределительных сетях стало написание блока взаимодействия с дежурным персоналом подстанции и блока ввода исходных данных из уже существующих ОИК энергосистем.

При проведении ревизии доступности поступающих по системам телеметрии данных о состоянии распределительных сетей и их пригодности к использованию в расчетах в одной из электроэнергетических компаний страны, пришлось констатировать, что на удовлетворительном уровне определена лишь информация о напряжениях в узлах нагрузки. Телеизмерения реальных нагрузок и перетоков мощности по линиям связи распределительных сетей иногда отсутствуют. Тем не менее, выход из сложившейся ситуации был найден, и задача восстановления необходимых для расчета режимов распределительной сети данных была возложена на блок их восстановления, в основу которого также легла ИНС (см. разд. 2.7 настоящей работы, а также [28, 56]).

В так называемый день летних и зимних замеров, один раз в полгода, происходит полный цикл измерений всех параметров распределительной сети, включая не только напряжения в узлах, но и нагрузки, не фиксируемые в остальные дни, с расчетом $\cos \varphi$. На основе этих измерений формируется обучающая выборка для ИНС, где входной информацией являются напряжения узлов и токи связей, а выходной – нагрузка в соответствующих узлах. Впоследствии, при работе ИНС в режиме ассоциативной памяти, благодаря входной информации о текущих напряжении и токе, а также в силу своих аппроксимирующих свойств, ИНС восстанавливает на выходе

значения нагрузок в узлах, близкие к реальным. Подобный метод не дает абсолютно точных результатов, но позволяет качественно оценить требуемые для расчета величины.

В результате получен комплексный метод решения задачи восстановления электроснабжения потребителей, который не ограничивает множество решений и имеет линейную зависимость от сложности (количества элементов) распределительной сети, с возможностью дополнения его другими алгоритмами, а также простой интеграцией с существующими ОИК энергосистем.

Рассмотрим подробнее *комплексный метод решения задачи восстановления электроснабжения потребителей* (рис. 2.4), работающий при поиске решения на комбинации алгоритма обработки графов (АОГ) и применения ИНС. Сравнительная простота используемого АОГ, с одной стороны, позволяет быстро находить решение для большинства узлов, с другой – не приводит к заикливанию поиска схемы в сложной конфигурации сети. ИНС быстрее работает при большем количестве неподключенных узлов. Такое сочетание позволяет снизить требования к вычислительным ресурсам системы поиска схемы по сравнению с известными методами и уменьшить время решения. Восстановление схемы увязывается с информационной базой диспетчерского пункта и автоматикой управления режимами, в частности, по состоянию связей и уровням нагрузки на момент доаварийного режима. Отсутствующие данные восстанавливаются расчетными методами. Учет «утяжеления» режима до восстановления нормальных условий в сети осуществляется соответствующими коэффициентами «утяжеления» нагрузок. Кроме того, автоматика выступает инициализатором запуска программы поиска. Решение отыскивается после работы автоматики повторного включения (АПВ), ввода резерва (АВР) и другой автоматики с учетом сложившегося после их действия состояния связей. Условиями ограничениями в поиске решения являются:

- режимные – недопустимость перегрузки связей и падения напряжения в узлах больше, чем на заданную величину;
- конфигурационные – структура сети цепочечная и отсутствует одновременное двухстороннее питание отдельного потребителя (допустимость конфигурационных условий подтверждается опытом эксплуатации распределительных сетей);

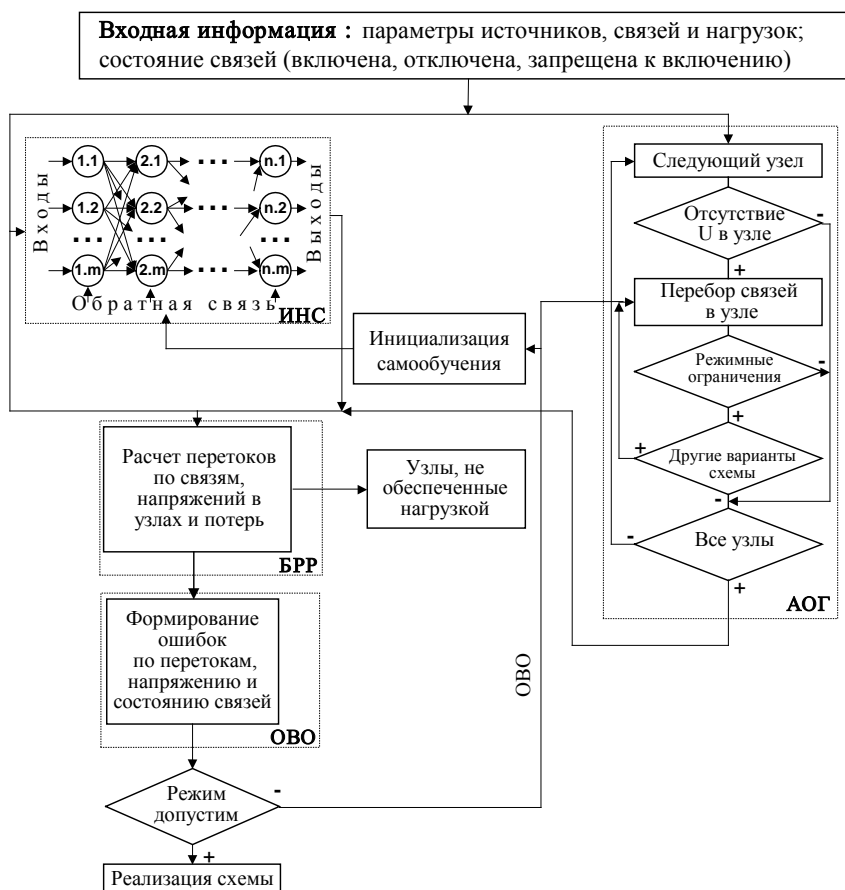


Рис. 2.4. Блок-схема алгоритма восстановления питания потребителей электроэнергией.

- приоритетные – при необходимости ограничения нагрузок в первую очередь должны отключаться менее ответственные потребители [24].

АОГ в значительной степени моделирует действия оперативного персонала в конкретной ситуации с учетом перечисленных выше ограничений. Параллельно с ним ИНС на основе обучающей выборки пытается найти новую схему сети, удовлетворяющую указанным выше ограничениям. Все предложенные схемы проверяются блоком расчета режимов (БПП), который участвует в формировании обобщенного вектора ошибки (ОВО). ОВО указывает АОГ или

ИНС приемлемость/неприемлемость предложенной схемы и направление поиска нового решения. АОГ ищет новую схему с учетом ограничений, указанных в векторе. ИНС переходит в режим самообучения, перенастраиваясь в соответствии с ОВО. Оба блока в конкурирующем режиме отыскивают схему электроснабжения, удовлетворяющую условиям допустимости режима. При этом учитывается перераспределение потребителей между источниками электроэнергии для выравнивания загрузки последних.

Преимуществом АОГ является определенность, завершенность решения вне зависимости от начального состояния связей. Узлы, которые могут быть обеспечены энергией, подключаются к источникам. Если такая возможность отсутствует из-за режимных или конфигурационных условий, выводится информация о причинах такой ситуации. Недостатком метода является сравнительно большое по компьютерным меркам время поиска решения (от долей до десятков секунд в зависимости от сложности схемы).

Достоинство ИНС – практически мгновенное решение по состояниям связей, вошедших в выборку обучения. При отсутствии состояния в выборке обучения время поиска решения в процессе самообучения сравнимо с аналогичным временем АОГ. Выявление причин непоключения нагрузок сложнее, чем в методе АОГ. Однако ввод решения для нового состояния схемы в выборку обучения при повторении состояния в дальнейшем приводит к быстрому определению решения.

Блок расчета режимов использует информацию о необходимых нагрузках потребителей, располагаемых мощностях и напряжениях в корневых узлах сети, параметрах связей, их состояниях (включена, отключена, запрещена к включению) и ограничениях в конфигурации сети (см. табл. 2.1). Как видно из таблицы, на этом этапе не учитывалось изменение коэффициентов трансформации трансформаторов распределительной сети.

Режимы связей и узлов сети и условия допустимости режимов для радиальных сетей определялись по известным соотношениям:

$$P_{расп.пит.узел} - P_{нагр} - \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{пит.узел}^2} r_{лин} \geq 0,$$

$$Q_{расп.пит.узел} - Q_{нагр} - \frac{P_{нагр}^2 + Q_{нагр}^2}{U_{пит.узел}^2} x_{лин} \geq 0,$$

$$I_{\text{лин.}} = \sqrt{\frac{P_{\text{нагр.}}^2 + Q_{\text{нагр.}}^2}{3U_{\text{пит.узел.}}^2}} \leq I_{\text{доп.лин.}},$$

$$U_{\text{узел.нагр.}}^{\text{мин.доп.}} \leq U_{\text{пит.узел.}} - \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нагр.}} r_{\text{лин.}} + Q_{\text{нагр.}} x_{\text{лин.}}}{U_{\text{пит.узел.}}}\right)^2 + \left(\frac{P_{\text{нагр.}} x_{\text{лин.}} - Q_{\text{нагр.}} r_{\text{лин.}}}{U_{\text{пит.узел.}}}\right)^2} \leq U_{\text{узел.нагр.}}^{\text{макс.доп.}},$$

где $P_{\text{расп.пит.узел.}}$ и $Q_{\text{расп.пит.узел.}}$ – располагаемые мощности в ближайшем питающем узле, к которому подключается узел нагрузки; $P_{\text{нагр.}}$ и $Q_{\text{нагр.}}$ – мощности узла нагрузки; $U_{\text{пит.узел.}}$ – напряжение на шинах питающего узла; $r_{\text{лин.}}$ и $x_{\text{лин.}}$ – сопротивления линии связи между рассчитываемыми узлами; $I_{\text{доп.лин.}}$ и $I_{\text{лин.}}$ – допустимый и расчетный токи линии; $U_{\text{узел.нагр.}}^{\text{мин.доп.}}$ и $U_{\text{узел.нагр.}}^{\text{макс.доп.}}$ – минимальное и максимальное допустимые напряжения узла нагрузки.

Результат работы блока – нахождение перетоков по связям и напряжений в узлах, а также информация по допустимости режима для ОВО.

Структура работы АОГ отражена укрупненной блок-схемой (см. рис. 2.4, блок АОГ). После отключения повреждения в АОГ вводится информация о состоянии выключателей и напряжениях на шинах узлов сети на момент расчета, а также нагрузок потребителей в узлах до нарушения сети. Определяются обесточенные узлы, и выявляется их число. При количестве отключенных узлов больше половины их подключение осуществляется алгоритмом начального подключения нагрузок [31], позволяющим быстро восстановить основную часть схемы с учетом категоричности электроснабжения узла. Если число отключенных узлов небольшое, то из их списка, в первую очередь, выбирается узел, имеющий наиболее высокую категорию надежности электроснабжения и наибольшую требуемую мощность нагрузки. От выбранного узла отыскивается цепь до ближайшего узла, располагающего необходимой мощностью. Алгоритм поиска цепи основан на определении источника по графу схемы [13]. Отличием является то, что поиск ведется сначала в ширину, а потом в глубину. Такая перестройка алгоритма позволяет подключать узел к ближайшему, располагающему необходимой мощностью, узлу, что снижает потери на переток. Расчет параметров режима происходит в БРР, а контроль его условий – блоком ОВО. Если необходимых связей не найдено, то информация об отключенном узле и причинах этого выводится на монитор. Как правило, такое положение имеет место при подключении узла по одной цепи

и повреждении элемента связи (линии, выключателя, разъединителя и т.д.).

Блок поиска схемы восстановления на базе ИНС (см. рис. 2.4, блок ИНС) представляет собой многослойную полносвязанную нейросеть, в первый слой которой вводится информация о текущем состоянии связей. Выходной слой формирует предлагаемое решение состояния связей. Количество внутренних элементов и слоев выбирается при проведении исследований.

На этапе обучения ИНС настраивает весовые коэффициенты элементов с помощью алгоритма ВР [48] так, чтобы для входной функции $r(k)$ аппроксимировать функцию решений $u(k)$ обучающей функцией $u^*(k)$ для $k \in [1, \dots, N]$, где N – набор примеров обучающей выборки.

В процессе решения, получив текущую входную функцию, близкую к $r(k)$, сеть восстанавливает на выходе функцию $u(k)$. Для случаев, не попавших в выборку обучения, выходная функция не всегда приводит к допустимому режиму. Проверку на допустимость режима выполняет БРР, по результатам работы которого формируется вектор ошибки. Последний инициализирует самообучение ИНС.

2.5. Определение обобщенного вектора ошибки

Расчет обобщенного вектора ошибки (см. рис. 2.4, блок ОВО) определяется следующими условиями (рис. 2.5, блок 1).

Если узел нагрузки подключен к источнику мощности с выполнением неравенств $U_i \geq 0.95U_{ном.}$ и $I_j \leq I_{доп.}$, а также соблюдены конфигурационные условия, т.е. он подключен корректно, то ошибка его подключения $V_i = 0$. Здесь i – номер узла, j – номер питающей связи i -го узла, U_i и I_j – текущие значения напряжения узла и тока связи, $U_{ном.}$ и $I_{доп.}$ – номинальное напряжение и допустимый ток связи. При выполнении неравенства $0.95U_{ном.} \geq U_i \geq 0.9U_{ном.}$ значения ошибки по напряжению V_{Ui} должны находиться в диапазоне $0 \dots 1$, т.е. по формуле прямой через две точки получим $V_{Ui} = 19 - 20 U_i / U_{ном.}$. Следовательно, если напряжение узла находится в диапазоне $0.9 \dots 0.95U_{ном.}$, то ошибка по напряжению определяется между единицей и нулем. При напряжении узла больше $0.95U_{ном.}$ ошибка равна нулю, а при $U_i \leq 0.9U_{ном.}$ – единице.

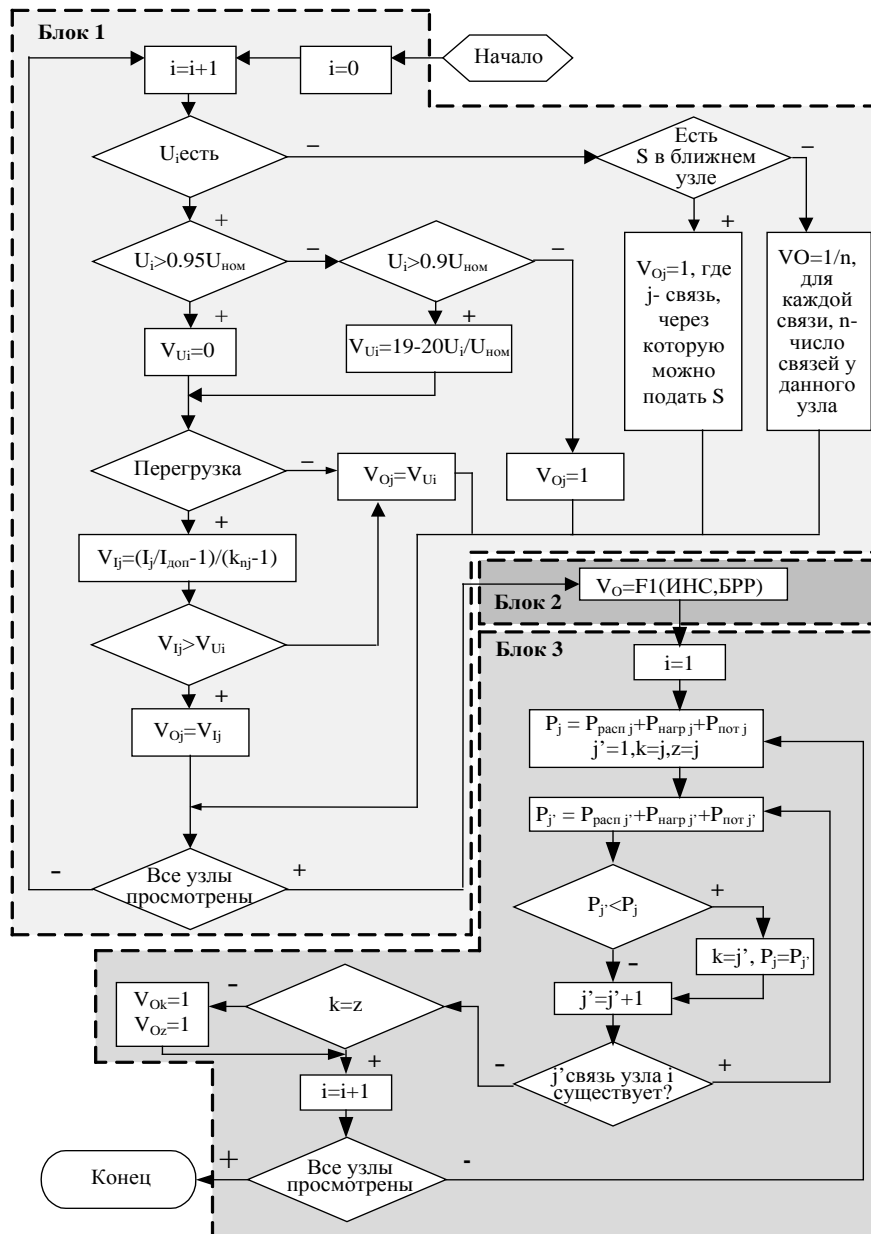


Рис. 2.5. Блок-схема формирования составляющих вектора.

Аналогично для тока связи при допустимом коэффициенте ее перегрузки k_{nj} условие $k_{nj}I_{доп.} \geq I_j \geq I_{доп.}$ преобразуется в ошибку $V_I = (I_j / I_{доп.} - 1) / (k_{nj} - 1)$ по току. Если одновременно присутствуют ошибки по напряжению в узле и по току питающей связи, то принимается бóльшая из них.

Как отмечено выше, при восстановлении питания потребителей важно учитывать их категории по надежности электроснабжения. Последняя характеристика учитывается через приоритет узла сети. Значения приоритета каждого узла с учетом его категории изначально задаются экспертом и хранятся в таблице данных по узлам (см. табл. 2.1). В алгоритмах с последовательной обработкой узлов (АОГ, БРР) их порядок определяется текущим значением приоритета по убыванию.

Необходимо отметить, что для корректной работы ИНС введена система нормирования приоритетов узлов. Приоритеты всех узлов ограничены рамками от 0.7 до 1. Значения меньше 0.7 не используются, так как их эффективность при работе алгоритма низка, особенно при наличии у узла нескольких линий связи. Преобразование реальных приоритетов в нормированные происходит автоматически, согласно простой линейной зависимости, т.е. узлу максимального приоритета соответствует $Q = 1$, а узлу минимального – $Q = 0.7$. Очевидно, что приоритеты узлов не должны отличаться в сотни и тысячи раз, так как в противном случае различие между узлами с близкими приоритетами для алгоритма будет слабым и неэффективным с точки зрения временных затрат работы программы.

В ручном режиме формирования приоритета узлов для первой категории рекомендуется использовать значения $Q = 0.9$ и выше, для узлов второй категории – $Q = 0.8 \dots 0.85$, для третьей – $Q = 0.7 \dots 0.75$. Очевидно, что среди узлов одинаковой категории, например первой, существуют узлы, которые необходимо подключить в первую очередь. Для возможности реализации такой особенности и введен интервал значений q . При этом, чем больше его значение, тем обязательно будет подключен узел. Для оптимальной (с точки зрения временных затрат) работы алгоритма не рекомендуется указывать значения приоритетности узла третьей категории в пределах $0.75 \dots 0.8$, а для второй – $0.85 \dots 0.9$, так как это приведет к пограничному эффекту, когда по значимости обеспечения электроэнергией узел третьей категории приблизится к узлам второй, а узел второй категории надежности электроснабжения приблизится к первой, соответственно.

Такое отличие в формировании ошибки подключения узла, с одной стороны, «заставит» алгоритм подключить высокоприоритетные узлы даже при дефиците располагаемой мощности для обеспечения всех узлов распределительной сети, а с другой – не допустит отключения узла с высоким приоритетом в целях подключения узлов с меньшим приоритетом.

Процесс определения веса ошибки q состояния связи зависит от приоритета узлов, которые связь может соединить. Допустим, связь j может соединить узлы i_1 (приоритет Q_1) и i_2 (приоритет Q_2). Тогда приоритет этой связи $q_j=Q_1$, если питающим узлом будет i_2 , и $q_j=Q_2$, если питающим узлом будет i_1 .

Ошибка состояния связи определяется из условий:

1) $V_{Oj}=q$, если нейросеть предлагает включить запрещенную к включению связь;

2) $V_{Oj}=q$, если нейросеть предлагает отключить разрешенный к включению выключатель, через который можно передать неподключенному потребителю необходимую мощность;

3) $V_{Oj}=q/n$, если потребитель подключен к n источникам (эта ошибка формируется для каждой связи, по которой может снабжаться потребитель); q – вес ошибки, определяющий приоритет подключения узла. При равных приоритетах $q=1$.

Например, если узел нагрузки при равных приоритетах связей подключен к источникам по трем связям, каждая из которых позволяет обеспечить нагрузку необходимой мощностью, то $V_{Oj}=1/3$ для каждой связи. Если же одна из связей не может этого сделать, то ее ошибка $V_{Oj}=1$, а двух других – $V_{Oj}=1/2$. Подробнее примеры расчета ошибок состояния связей приведены в работе [13].

В блоке 2 по результатам сравнения состояний схем ИНС и БРР корректируется ошибка состояния связей в соответствии с табл. 2.4.

Таблица 2.4

Корректировка ошибки состояния связей

Параметр	Возможные сочетания связей и их коэффициент					
	0	1	1	0	1	0
Состояние связи, предложенное ИНС	0	1	1	0	1	0
Состояние связи, полученное после БРР	0	1	3	3	0	1
Коэффициент ошибки состояния связи	V	V	1	0	1	н/к

Здесь: V – составляющая вектора ошибки по состоянию связи, полученная в блоке 1; н/к – невозможная комбинация, поскольку сам блок не может влиять на связи (например, включить связь); 1 –

связь включена; 0 – отключена; 3 – запрещена к включению. Такая корректировка не позволяет ИНС работать со связями, запрещенными к включению либо с недопустимыми параметрами.

Блок 3 корректирует вектор ошибки, перераспределяя потребителей между источниками электроэнергии таким образом, чтобы максимизировать располагаемую в источнике мощность при условии обеспечения нагрузки. Здесь у анализируемого узла нагрузки i с питающей связью j просматриваются все возможные питающие связи j' на выполнение условия $P_{\text{расп.},j} + P_{\text{нагр.},j} + P_{\text{пот.},j} > P_{\text{расп.},j'} + P_{\text{нагр.},j'} + P_{\text{пот.},j'}$, где $P_{\text{расп.},j}$ – мощность, которой располагает питающий узел после обеспечения анализируемой нагрузки по связи j ; $P_{\text{нагр.},j}$ – мощность, которую необходимо передать по связи j ; $P_{\text{пот.},j}$ – мощность суммарных потерь при передаче $P_{\text{нагр.},j}$ от источника к нагрузке. В случае его выполнения ошибки V_{Oj} и $V_{Oj'}$ устанавливаются в 1, что указывает на возможность нахождения более экономичного подключения анализируемого узла к одному из узлов-источников.

С помощью ОВО можно ввести дополнительно условия оптимизации схемы восстановления, что частично выполняется при его формировании (см. рис. 2.5, блок 3).

При *самообучении ИНС* вектор ее текущего решения \mathbf{u}^* поступает на вход БРР. Последний определяет текущий вектор \mathbf{x}^* режимных несоответствий. Далее оба сигнала вводятся в блок ОВО, выявляющий состояние каких связей и с каким коэффициентом ошибки некорректно. Сформированный вектор ошибки \mathbf{V} через алгоритм ВР инициализирует ИНС к уточнению решения, минимизируя свое значение.

В простейшем случае $\mathbf{V}_n = \mathbf{u}^* - \mathbf{u}$, где \mathbf{u} – вектор допустимого по режиму решения. Но здесь требуется явное задание \mathbf{u} , которое неизвестно. Обойти это условие позволяет сигнал $\mathbf{V}_p = (\mathbf{u}^*, \mathbf{x}^*)$ рассогласования, определяющий позицию связи и уровень воздействия на нее для выявления корректного решения. Поскольку $\mathbf{F}_{BR} = L\{\mathbf{r}, \mathbf{u}(t), \mathbf{V}\}$, то новое решение находится с минимальным \mathbf{V} . Динамический оператор L определяет класс обобщенных ошибок, что позволяет обучать сеть в реальном времени. Обобщенная ошибка $\mathbf{V} = L\{\mathbf{V}_p\}$ содержит информацию как об исходном состоянии объекта (распределительной сети) \mathbf{u}^* , так и его изменениях $\mathbf{u}(t)$ под воздействием \mathbf{V} , что позволяет использовать стандартный алгоритм обучения ВР. Важным свойством алгоритма формирования ошибки \mathbf{V} является обеспечение устойчивости решения при любой начальной ошибке.

Результатом работы стал подход, основанный на конкурентном выполнении двух различных алгоритмов базирующихся на теории графов и ИНС, причем в случае с ИНС используется не только классический метод тренировки/воспоминания, но и современный метод самообучения. В результате удалось сохранить полную область решений для задачи восстановления энергообеспечения потребителей распределительной сети в послеаварийных режимах, обеспечить не хуже чем линейную зависимость роста времени поиска решения от количества активных элементов сети, сформировать интерфейс с другими программными продуктами, использующимися на диспетчерских пунктах подстанций и дежурным персоналом.

2.6. Оценка сходимости решения на базе ИНС

Как отмечено выше, отбор предлагаемых ИНС комбинаций состояния выключателей связей распределительной сети выполняется блоком расчета режимов (БРР). Он проверяет допустимость полученной комбинации по режимным условиям и формирует обобщенный вектор ошибки, управляющий поиском решения в ИНС. Очевидно, что такой процесс не должен приводить к ситуации, когда последняя предложенная комбинация: а) повторяет одну из предыдущих; б) находится дальше от требуемого решения, чем предыдущая. Удовлетворение этих условий определяет устойчивость и сходимость решения задачи поиска. Постановка подобной задачи при указанных условиях авторам неизвестна.

Опираясь на алгоритм ВР обучения ИНС, можно утверждать, что при заданном входном векторе нейросеть будет стремиться настроить свои весовые коэффициенты таким образом, чтобы получить на выходе требуемый отклик, заданный в нашем случае как разность текущего отклика нейросети и ошибки [17]. Таким образом, для доказательства устойчивости решения требуется показать сходимость ошибки рассогласования текущего и требуемого откликов ИНС.

Доказательство сходимости решения начнем с рассмотрения элементарного случая из трех линий связи, объединенных в треугольную схему распределительной сети (рис. 2.6). Для упрощения ситуации положим, что в узле x_3 нет источников и нагрузок. На основе схемы методом перебора всех возможных ее вариантов построим состояния связей в режиме самообучения ИНС. Поскольку

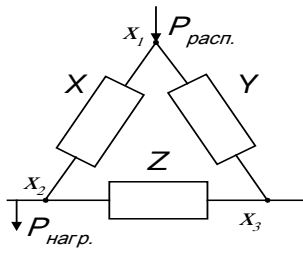


Рис. 2.6. Элементарная схема распределительной сети.

доказательство проводится для состояния выключателей связей, то целевым параметром рассматривается обеспечение потребителя активной мощностью. Ограничения по уровням напряжения в узлах и токов в связях возлагаются на БРР.

В табл. 2.5 показана реакция алгоритма формирования ошибки на все возможные комбинации состояний выключателей распределительной сети и отключков на них ИНС. Здесь ООВ – оперативные ограничения на выключатели

распределительной сети: 1 – операции

Таблица 2.5

Стадии формирования вектора ошибки по отношению ко всем возможным комбинациям состояния выключателей распределительной сети и отклика ИНС

ООВ XYZ	ИНС XYZ	БРР XYZ	Ошибка			№ комбинации
			1-го приближения	2-го приближения	3-го приближения	
000	000	000	000			0,0
001	000	000	001			0,1
010	000	000	010			0,2
011	000	000	011			0,3
100	000	000	000			0,4
101	000	000	001	100	000	0,5
110	000	000	010	100	000	0,6
111	000	000	011	000		0,7
000	001	000	001	000		1,0
001	001	001	001	000		1,1
010	001	000	011	000		1,2
011	001	001	011	000		1,3
100	001	000	001	000		1,4
101	001	001	101	000		1,5
110	001	000	011	100	000	1,6
111	001	001	011	000		1,7
000	010	000	010	000		2,0
001	010	000	011	000		2,1
010	010	010	000			2,2
011	010	010	001	000		2,3

Окончание табл.2.5

ООВ	ИНС	БРР	Ошибка			№ ком-бинации
			1-го приближения	2-го приближения	3-го приближения	
100	010	000	010	000		2,4
101	010	000	011	000		2,5
110	010	010	100	000		2,6
111	010	010	001	000		2,7
000	011	000	011	000		3,0
001	011	001	010	000		3,1
010	011	010	001	000		3,2
011	011	011	000			3,3
100	011	000	011	000		3,4
101	011	001	110	000		3,5
110	011	010	101	000		3,6
111	011	011	000			3,7
000	100	000	100	000		4,0
001	100	000	101	000		4,1
010	100	000	110	000		4,2
011	100	000	111	000		4,3
100	100	000	100			4,4
101	100	000	101	100	000	4,5 (!)
110	100	000	110	100	000	4,6 (!)
111	100	000	111	000		4,7
000	101	000	101	000		5,0
001	101	001	100	000		5,1
010	101	000	111	000		5,2
011	101	001	110	000		5,3
100	101	000	101	000		5,4
101	101	101	000			5,5
110	101	000	111	100		5,6 (!)
111	101	101	000			5,7
000	110	000	110	000		6,0
001	110	000	111	000		6,1
010	110	010	100	000		6,2
011	110	010	101	000		6,3
100	110	000	110	000		6,4
101	110	000	111	100		6,5 (!)
110	110	110	000			6,6
111	110	110	000			6,7
000	111	000	111	000		7,0
001	111	001	110	000		7,1
010	111	010	101	000		7,2
011	111	011	100	000		7,3
100	111	000	111	000		7,4
101	111	101	010	000		7,5
110	111	110	001	000		7,6
111	111	011	100	000		7,7

над выключателем разрешены, 0 – операции над выключателем запрещены. ИНС – состояние выключателей, предложенное ИНС: 1 – включен, 0 – отключен. БРР – состояние распределительной сети после работы БРР: 1 – выключатель включен, 0 – отключен. Ошибка n -го приближения: 1 – недопустимое по режиму включение связи, выявленное блоком формирования ошибки, входящим в БРР, после работы последнего. X, Y, Z – выключатели связей (рис. 2.6).

Для упрощения ситуации положим, что в узле x_3 нет источников и нагрузок. На основе схемы методом перебора всех возможных ее вариантов построим состояния связей в режиме самообучения ИНС (см. табл. 2.5). Поскольку для всех рассмотренных случаев после нескольких итераций вектор ошибки становится нулевым, то предположение о сходимости решения для схемы распределительной сети (рис. 2.6) можно считать доказанным. Пустая ячейка таблицы указывает на нулевую ошибку предыдущего приближения. Отдельно следует остановиться на случаях, отмеченных знаком «(!)». Здесь на начальном этапе ошибка отмечает недопустимое по режимным условиям включение линии связи, которая впоследствии все же будет включена, но при другом допустимом сочетании состояния выключателей. Это происходит из-за того, что блок формирования ошибки в исследуемой комбинации запрещает включение связи по режимным ограничениям, но поиск правильного решения остается за ИНС.

Теперь рассмотрим случай распределительной сети из произвольного числа линий связи, источников и потребителей энергии. Обозначим $V_k = 1$, если узел k без напряжения, и $V_k = 0$, если узел k подключен корректно. Функция f_{mod} определена как сумма V_k всех

узлов, т.е. $f_{\text{mod}} = \sum_{k=1}^n V_k$, где n – количество узлов, а $\min(f_{\text{mod}})$ – сумма

всех V_k , которые в текущей конфигурации распределительной сети не могут быть обеспечены электроэнергией в силу режимных и других ограничений, например, при запрещенной к включению единственной линии связи.

По получению первого отклика ИНС (**I**) он проверяется в БРР, затем создается вектор обобщенной ошибки (**E**) для текущего отклика. В итоге формируется некоторое решение (требуемый отклик) **R**, к которому нужно привести текущий отклик, т.е. $\mathbf{R} = \mathbf{I} - \mathbf{E}$. Определение **R** инициализирует алгоритм ВР. Весовые коэффициенты ИНС меняются таким образом, чтобы $\mathbf{I} \rightarrow \mathbf{R}$. Как только **I** становится другим (изменится состояние хотя бы одной связи распределитель-

ной сети), процесс обучения останавливается, и по новому отклику ИНС I_1 формируется E_1 и R_1 , после чего снова запускается алгоритм обучения. Цикл обучения повторяется, пока $f_{mod} > \min(f_{mod})$.

Фактически при формировании E происходит уточнение R , пока последнее не станет допустимым решением, т.е. выполнится равенство $f_{mod}(R) = \min f_{mod}(R)$. Если доказать, что f_{mod} стремится к $\min(f_{mod})$, то будет доказано, что любую задачу можно решить за конечное число итераций, т.е. вычислительный процесс устойчив.

Из структуры алгоритма формирования вектора ошибки (см. разд. 2.5), очевидно, что одновременно рассматривается только одна связь. Обозначим ее как связь X , в которой одну вершину назовем x_1 , а вторую – x_2 . Тогда на период формирования вектора ошибки рассматриваемой связи весь остальной граф распределительной сети можно упростить одним из следующих способов:

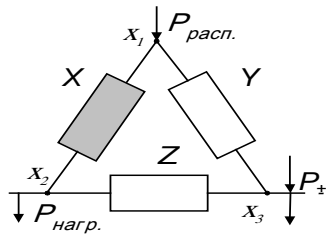


Рис. 2.7. Схема распределительной сети из трех линий связи с располагаемой мощностью в x_1 .

1) Если связь X (включена) имеет источник располагаемой мощности $P_{расп.}$ (допустим в узле x_1), а в узле x_3 возможна некоторая располагаемая / потребляемая мощность P , то граф сворачивается до представленного на рис. 2.7. Таким образом, вся остальная распределительная сеть может быть свернута до условной связи Y , характеризующей возможность подать в x_1 мощность из x_3 (при наличии $P_{расп.}$ и P_+ операции над Y запрещены); связи Z , учитывающей возможность обеспечения

нагрузки узла x_2 через узел x_3 , а также мощности P , которую можно получить / доставить через Z или Y . Здесь под P подразумевается то, что узел может быть источником электроэнергии, потребителем либо их комбинацией. P_+ и $P_{расп.}$ могут иметь как один корневой источник, так и разные. В таком виде сходимость графа распределительной сети рассмотрена в табл. 2.5 (комбинация 2,7). Если отсутствует / запрещена к включению связь Z , то из табл. 2.5 этому случаю соответствует комбинация 2,3; если отсутствует / запрещена к включению связь Y , то – комбинация 2,6; а если отсутствуют / запрещены к включению связи Z и Y , то – комбинация 2,2.

2) Если в узле x_1 имеется $P_{расп.}$, а узел x_2 обеспечен электроэнергией через связь Z , то распределительная сеть может быть свернута до представленной на рис. 2.8. В этом случае связь Y характе-

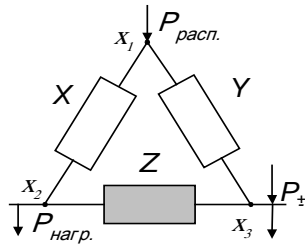


Рис. 2.8. Схема распределительной сети с располагаемой мощностью в x_1 и x_2 .

Очевидно, что два описанных выше случая являются почти идентичными и легко переходят один в другой заменой связи X на Z и наоборот, но в паре они демонстрируют, как будет вести себя обучение ИНС при нахождении лучшего варианта передачи мощности к уже обеспеченному энергией потребителю.

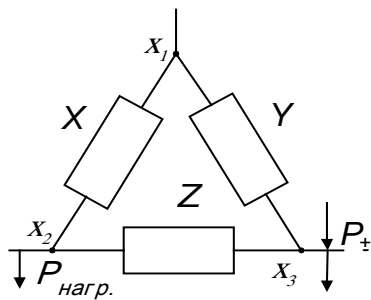


Рис. 2.9. Схема распределительной сети без располагаемой мощности в x_1 и x_2 .

чению связи Y , то – комбинация 0,3; а если отсутствуют / запрещены к включению связи Z и Y , то – комбинация 0,2.

После формирования ошибки связи $x=x_i$ программа переходит к формированию ошибки другой связи $x=x_k$, для которой снова рассматривается упрощенное представление графа распределительной сети, причем x_i теперь может принадлежать как связи Y , так и Z нового свернутого графа.

Подобное выполняется для всех связей графа распределительной сети, после чего процесс формирования ошибки заканчивается и выполняется процедура обучения ИНС до изменения ее отклика.

ризует возможность передачи мощности в узлы x_1 или x_2 другим способом. Он рассмотрен в табл. 2.5 (комбинация 4,7). Если отсутствует / запрещена к включению связь Z , то из табл. 2.5 соответствует комбинация 4,6; если отсутствует/запрещена к включению связь Y , то – комбинация 4,3; а если отсутствуют / запрещены к включению связи Z и Y , то – комбинация 4,2.

3) Если узлы x_1 и x_2 не подключены к источнику, то упрощенное представление графа распределительной сети соответствует рис. 2.9, где связь Y позволяет подключить узел x_1 , а связь Z – узел x_2 . Этот случай представлен в табл. 2.5 (комбинация 0,7). Если отсутствует / запрещена к включению связь Z , то из табл. 2.5 ему соответствует комбинация 0,6; если отсутствует / запрещена к включению связи Z и Y , то – комбинация 0,2.

Таким образом, функция f_{mod} изменится в сторону уменьшения. Далее процедура формирования обобщенной ошибки и обучения ИНС повторяется необходимое количество раз, пока не будет выполнено условие $f_{mod} = \min(f_{mod})$.

2.7. Расчет перетоков мощности на отходящих фидерах при отсутствии части телеизмерений

При управлении режимами ЭЭС исходная информация для принятия решений поступает, в основном, от телеизмерений. При известных общей активной мощности P и напряжению на шинах U , а также токах в отходящих фидерах I_i можно оценить распределение перетоков мощности между фидерами P_i и Q_i , т.е. определить коэффициенты мощности по отходящим фидерам. Рассмотрим простейшую схему (рис. 2.10) с двумя отходящими фидерами. Очевидное соотношение $UI_1 \cos \varphi_1 + UI_2 \cos \varphi_2 = P/\sqrt{3}$. Неизвестными здесь являются косинусы при токах. Наиболее

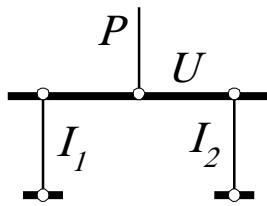


Рис. 2.10. Исходная схема сети.

простой способ их определения – использование двух срезов измерений и решение системы

$$\begin{cases} U^{(1)} I_1^{(1)} \cos \varphi_1 + U^{(1)} I_2^{(1)} \cos \varphi_2 = P^{(1)}/\sqrt{3}, \\ U^{(2)} I_1^{(2)} \cos \varphi_1 + U^{(2)} I_2^{(2)} \cos \varphi_2 = P^{(2)}/\sqrt{3}, \end{cases}$$

или в общем случае

$$U I_1 \cos \varphi_1 + U I_2 \cos \varphi_2 = P/\sqrt{3}, \text{ где верхний индекс}$$

j – номер замера векторов $\mathbf{U}=(U^{(1)}, U^{(2)}, \dots, U^{(j)}, \dots, U^{(n)})$, $\mathbf{I}_i=(I_i^{(1)}, I_i^{(2)}, \dots, I_i^{(j)}, \dots, I_i^{(n)})$, $\mathbf{P}=(P^{(1)}, P^{(2)}, \dots, P^{(j)}, \dots, P^{(n)})$, нижний индекс i – номер отходящего фидера. Однако погрешности измерений и слабая обусловленность системы из-за небольших изменений нагрузки являются причиной значительных отклонений результатов решения от истинных значений.

Метод наименьших квадратов позволяет усреднить погрешности измерений на заданном объеме их срезов. Допустим, что в момент измерения величин токов, напряжения и общей активной мощности $\cos \varphi_i$ нагрузок изменяются незначительно. Воспользуемся множеством ($j=1, 2, \dots, n$) измерений для определения $\cos \varphi_i$ методом наименьших квадратов. Перепишем соотношение как

$$I_1^{(j)} \cos \varphi_1 + I_2^{(j)} \cos \varphi_2 = \frac{P^{(j)}}{\sqrt{3}U^{(j)}} \text{ или } \sum_{i=1}^2 I_i^{(j)} C_i = A^{(j)}, \text{ где } C_i = \cos \varphi_i,$$

$$A^{(j)} = \frac{P^{(j)}}{\sqrt{3}U^{(j)}}. \text{ Тогда } S = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^2 I_i^{(j)} C_i - A^{(j)} \right)^2, \text{ а}$$

$$\frac{\partial S}{\partial C_i} = \sum_{j=1}^n \left[\left(\sum_{i=1}^2 I_i^{(j)} C_i - A^{(j)} \right) I_i^{(j)} \right] = 0,$$

решая которую, находим значения $\cos \varphi_1$ и $\cos \varphi_2$. Очевидно, что при $j=1, 2, \dots, n$ измерениях число членов в круглых скобках будет равно числу измерений. С ростом числа фидеров последняя система переписывается как набор уравнений до $i=m$

$$\frac{\partial S}{\partial C_i} = \sum_{j=1}^n \left(\sum_{i=1}^m I_i^{(j)} C_i - A^{(j)} \right) I_i^{(j)} = 0,$$

где $i=1, 2, \dots, m$ – количество отходящих фидеров. Число уравнений в системе будет соответствовать этому количеству, а ее решением являются $\cos \varphi_i$. Активная мощность i -го фидера равна $P_i = \sqrt{3}U_i \cos \varphi_i$, реактивная – $Q_i = \sqrt{3}U_i \sin \varphi_i$.

Дальнейшим развитием рассматриваемого способа оценки коэффициентов мощности является их определение в каскадной схеме сети. Пусть в простейшем случае (рис. 2.11) после оценки коэффициентов на первом уровне необходимо найти их на втором. Для этого по параметрам связей сети следует рассчитать, а при возможности измерить значения напряжений и мощностей на шинах второго уровня.

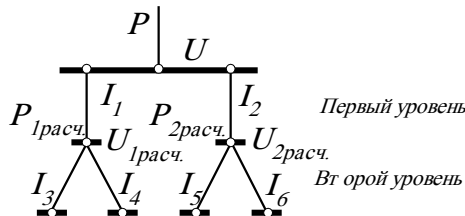


Рис. 2.11. Каскадная цепь.

Это можно выполнить отдельным блоком расчета режимов, например, на базе программы «Растр». С другой стороны, такой блок может способствовать уточнению оценки $\cos \varphi_i$ с помощью итерационного уточнения режимов как на первом, так и на втором и последующих уровнях. Очевидно, что с увеличением ла уровней погрешность оценки коэффициента мощности будет возрастать.

Для условий мало изменяющихся режимов нагрузки более приемлемым в поставленной задаче является поиск $\cos \varphi$ отходящих фидеров на основе

(ИНС). Входными параметрами, как и в предыдущем методе, должны быть напряжение и активная мощность питающего узла и токи отходящих связей. Дополнительную информацию может нести реактивная мощность с шин питающего узла. Предложен алгоритм поиска $\cos \varphi$ отходящих фидеров (рис. 2.12). Система оценки $\cos \varphi$ разработана на основе программной реализации схемы восстановления энергоснабжения потребителей (см. разд. 2.4). В окне отражаются собственно схема наблюдаемой части распределительной сети, значения токов по связям, потребляемой мощности и

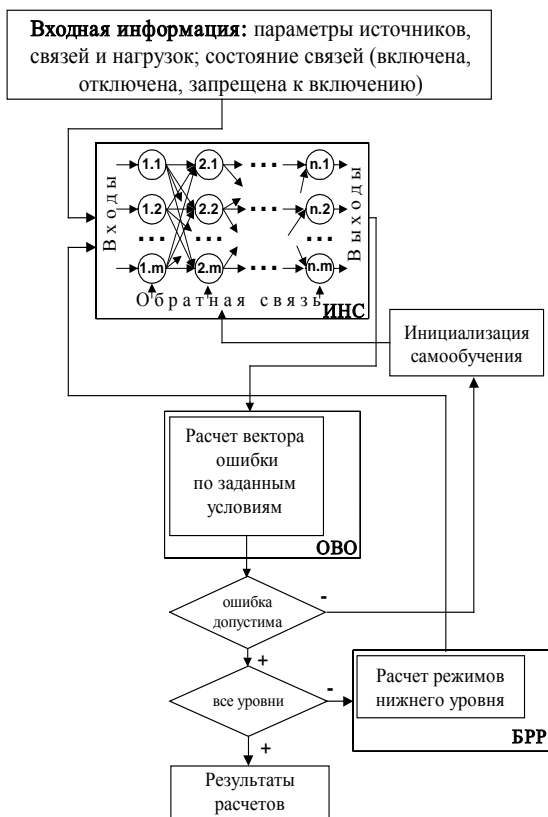


Рис. 2.12. Блок-схема алгоритма системы оценки коэффициентов мощности отходящих фидеров.

напряжения в питающем узле. При реализации системы оценки указанная программа была доработана под поставленную задачу.

Метод наименьших квадратов применяется в распределительных сетях с резко переменными нагрузками, если определитель системы уравнений на периоде выборки существенно отличается от нуля. Повышению диапазона применения метода способствуют: снижение погрешности телеизмерений, увеличение параметров телеизмерений (что особенно важно для каскадных схем), применение методов оценки состояния распределительных сетей для выявления грубых ошибок.

Предложенный метод позволяет с помощью средств вычислительной техники автоматизировать восстановление электроснабжения для потребителей распределительной сети при авариях и режимных ограничениях, а также снизить вероятность ошибок персонала. Особенностью метода является совместное применение конкурирующих процессов поиска решения алгоритмом обработки графов и искусственными нейронными сетями, использующих в конкретной ситуации преимущества каждого из них и снижающих время поиска.

Просмотр графа сети сначала вширь, а затем вглубь позволяет подключить обесточенный узел к ближайшему узлу, располагаемому необходимой мощностью. Построение таблицы поиска решения способствует восстановлению найденной цепи из глубины сети к обесточенному узлу. Все необходимые ограничения при поиске решения учитывает оператор условий.

При отсутствии решения в выборке обучения ИНС динамическое ее самообучение производится в реальном времени по разработанной методике и алгоритму определения обобщенного вектора ошибки. Найденное новое решение пополняет указанную выборку.

На основе анализа элементарной схемы и вариантов приведения распределительной сети к ней доказано, что каждая комбинация состояния выключателей в процессе поиска схемы восстановления распределительной сети не повторяется, и каждое последующее решение не увеличивает функцию поиска комбинаций f_{mod} , следовательно, решение устойчиво и сходится к $\min(f_{mod})$.

Оценка перетоков мощности на отходящих фидерах при отсутствии на них телеизмерений позволяет рассчитывать часть необходимых данных для системы восстановления электроснабжения в распределительных сетях.

Глава 3. АРХИТЕКТУРА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Предложенный метод восстановления электроснабжения потребителей реализован на объектно-ориентированном языке высокого уровня Microsoft C++. Архитектура программного комплекса спроектирована на базе современных концепций объединения однородных данных и методов их обработки в объекты программирования, наследования свойств, полиморфизма и т.д. Предусмотрена многопоточность приложения, дающая существенный выигрыш в скорости при использовании программного продукта на многопроцессорных рабочих станциях или серверах.

3.1. Структура объекта «распределительная сеть» и его визуальное оформление

Очевидно, что отправной точкой в разработке структуры любой программы является непосредственная цель ее создания. В связи с этим осуществлен «разбор» схемы распределительной сети на ее составные части, выявлены особенности описания и методы воздействия на основные элементы. Эта работа проводилась в тесном контакте с экспертами в области распределительных сетей и позволила определить первые (основные) типы данных будущей программы по элементам объекта:

		Активная		Реактивная	
Приоритет=	<input type="text" value="1"/>	Напряжение на узле Uuz=	<input type="text" value="10,5"/>		
Ген./потр. мощность	P= -15	<input checked="" type="checkbox"/>	Q= -15	<input type="checkbox"/>	
Мощность узла (суммарная)	Puz= 0	<input type="checkbox"/>	Quz= 0	<input type="checkbox"/>	
Располагаемая на узле мощность	Pr= 0	<input type="checkbox"/>	Qp= 0	<input type="checkbox"/>	

1. Узел потребления/генерации характеризуется следующими свойствами:

1.1. Поле «Приоритет» обозначает, какое место в ранжировании по категоричности обеспечения электроэнергией имеет конкретный узел. Значение этого параметра может быть любым в пре-

делах от 0 до 64 000, причем, чем меньше число, тем выше приоритет. Рекомендуется устанавливать значение этого поля в ноль для питающих узлов; значение один – для наиболее приоритетных узлов потребления и т.д. Для удобства чтения схемы в последующем не желательно использовать больше нескольких десятков различных значений этого поля.

1.2. Поле «Напряжение на узле» для большинства узлов заносится программой автоматически, но для узлов с источником электроэнергии необходимо указать выходное значение напряжения этого источника.

1.3. Поле «Ген./потр. мощность» отвечает за генерируемую или потребляемую мощность узла. Если узел является источником, то мощность указывается с отрицательным знаком, если узел – только потребитель, то значение имеет положительный знак. Если узел одновременно и питающий и потребляющий (например, узел с включенным резервным источником питания), то из мощности потребления вычитается мощность генерации узла и значение записывается в соответствующее поле.

1.4. Поле «Мощность узла (суммарная)» информирует об алгебраической сумме потребляемой мощности и располагаемой мощности этого узла.

1.5. Поле «Располагаемая на узле мощность» информирует о том, какая мощность источника питания этого узла может быть передана дальше через этот узел и используется только с отрицательным знаком.

2. Выключатель (коммутирующий элемент) имеет следующие свойства:



2.1. Open – состояние выключателя «отключен, включение разрешено».

2.2. Close – состояние выключателя «включен».

2.3. Broken – состояние выключателя «отключен, включение запрещено».

3. Линия связи со следующими свойствами:

3.1. Поле «Коэффициент допустимой перегрузки на заданное время» задает коэффициент, при умножении на который длительно допустимого тока связи может быть получен максимальный ток связи на время проведения ремонтно-восстановительных работ. Как правило, значение этого коэффициента лежит в пределах от 1 до 1.2,

а разрешенное время эксплуатации линии в таком режиме не может превышать нескольких часов.

3.2. Поле «Длительно допустимый ток связи» задает максимальное значение тока, протекающего по данной линии связи за неограниченное время.

3.3. Поле «Потери напряжения» информирует о том, какое падение напряжения произошло на этой линии связи из-за сопротивлений линии.

3.4. Поля «Сопротивление», «Мощность перетока», «Потери мощности» информируют о соответствующих значениях линии связи.

Для каждого из вышеперечисленных элементов разработан метод их создания. Разработан так же, как объект, и метод создания объекта «распределительная сеть», составными частями которого и стали основные объекты элементов. Однако при попытке построения тестовой распределительной сети из таких элементов, выявилась их полная несвязанность. Невозможно было определить, какие узлы нагрузки связаны конкретной линией связи, и какие выключатели отвечают за коммутацию конкретных линий. Для устранения данного недостатка структура базовых элементов была дополнена. В частности, узлы генерации получили массив указателей на все исходящие/входящие линии связей, выключатели – указатель на линию, коммутацию которой они осуществляют, а сами линии имеют указатели на узлы начала и конца связи.

Таким образом, удалось организовать практически любые по сложности распределительные сети, но без права на ошибку, поскольку раз созданный какой-либо элемент продолжал существовать на всем протяжении работы программы. Это не просто усложняло работу по вводу схемы, но приводило к существенному и неоправ-

данному увеличению памяти. Поэтому для каждого из начальных элементов, а также для объекта «распределительная сеть» были созданы методы уничтожения (удаления). Следующим этапом стало создание методов сохранения (записи) и восстановления (чтения) для объекта «распределительная сеть». Более того, для сведения к минимуму проблем изменения и дополнения структур данных различных объектов, входящих в «распределительную сеть», созданы дополнительные процедуры чтения / записи «старых» (в плане структуры данных) файлов.

Следующим логичным шагом явилась разработка подсистемы вывода на монитор «распределительной сети» в виде условных обозначений. Для упрощения работы персонала с создаваемым программным продуктом принято решение унифицировать условные обозначения с применяемыми в используемом на рабочих местах диспетчеров программно-аппаратным комплексом ОИК (оперативно-информационный комплекс), а также мнемощитом, визуальным отображающим схему подконтрольной распределительной сети. При этом «узел» стал обозначаться жирной линией (шины) с входящей стрелкой, если узел генерирующий, с исходящей стрелкой, если узел потребляющий; линия связи обозначается одинарной линией, а выключатель – прямоугольником.

Для успешного переноса информации о структуре «распределительной сети» на монитор необходима координатная привязка объектов. Для этого их структура данных была расширена координатными указателями, а для удобства отображения введена сетка привязки, детерминирующая точки привязки координат объектов с определенным пиксельным шагом (по умолчанию пять пикселей).

Чтобы исключить сложную и непрозрачную процедуру внесения информации о распределительной сети, методы создания и удаления объектов дополнены визуальной компонентой, позволяющей формировать структуру при помощи интуитивно понятных действий с помощью компьютерной мыши. Для отображения всей схемы распределительной сети или какой-либо ее области модуль вывода информации снабжен масштабированием с тремя основными режимами: крупно (сетка в десять пикселей), нормально (сетка в пять пикселей), мелко (сетка в два пикселя).

Для упрощения ввода и редактирования информации соответствующий модуль объекта дополнен визуальными компонентами. В результате при нажатии правой кнопки мыши на соответствующем объекте отображается окно изменения его свойств (рис. 3.1).

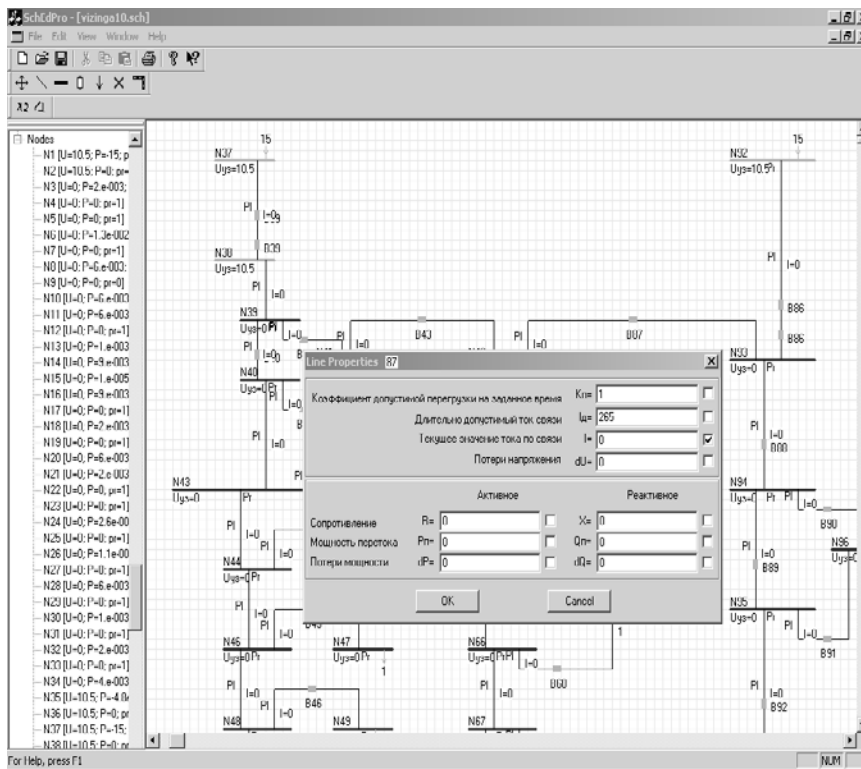


Рис. 3.1. Схема распределительной сети с окном свойств связи № 87.

Целостность структуры объекта «распределительная сеть» является необходимым условием не только для успешного отображения, но и последующего использования этой структуры в расчетах. Именно для решения задачи контроля создан визуальный компонент – трассировка распределительной сети, который в наглядной форме заполнения бегущей линией показывает те части, которые остались несвязанными с основной распределительной сетью.

Следующим шагом в уточнении структуры объектов распределительной сети стала возможность размещения двух выключателей на одной линии связи, создание не только вертикальных, но и горизонтальных коммутирующих элементов, а также способность двукратного изменения направления линии связи. Таким образом, визуализация допускает ломанную (до трех отрезков) линию.

В зависимости от состояния выключателя изменяется и его отображение:

- 1) Выключатель отключен и доступен к включению, находится под напряжением с одной/двух сторон.
- 2) Выключатель отключен и доступен к включению, не находится под напряжением с двух сторон.
- 3) Выключатель отключен и запрещен к включению, находится под напряжением с одной/двух сторон.
- 4) Выключатель отключен и запрещен к включению, не находится под напряжением с двух сторон.
- 5) Выключатель включен и находится под напряжением с двух сторон.
- 6) Выключатель включен и не находится под напряжением с одной/двух сторон.

Цвет линий связи изменяется в зависимости от наличия напряжения на концах линии и состояния выключателей, соответствующих данной линии*:

- 1) Зеленый цвет – напряжение есть на обоих концах линии, соответствующий выключатель включен.
- 2) Красный цвет – шины обесточены, выключатель отключен; черный цвет – отсутствие напряжения на линиях связи.

Цвет узла тоже зависит от наличия в узле напряжения:

- 1) Зеленый – напряжение присутствует и находится в допустимых пределах;
- 2) Красный – напряжение в узле отсутствует;
- 3) Черный – напряжение в узле присутствует, но находится в недопустимых пределах.

Левая часть экрана была дополнена разворачивающимся списком, допускающим вызов окон редактирования ключевых параметров по нажатию правой кнопки мыши на соответствующем элементе списка (рис. 3.2).

Логичным дополнением явилось то, что каждый физический параметр объектов распределительной сети может быть визуализирован в окне отображения при активации соответствующего свойства.

Созданная таким образом структура позволяет независимо изменять процедуры отображения различной информации о структуре и состоянии распределительной сети, не внося существенных изме-

* Поскольку рисунки черно-белые, то далее более темный цвет соответствует зеленому, более светлый – красному. Примеры с недопустимыми параметрами (черный цвет) отсутствуют.

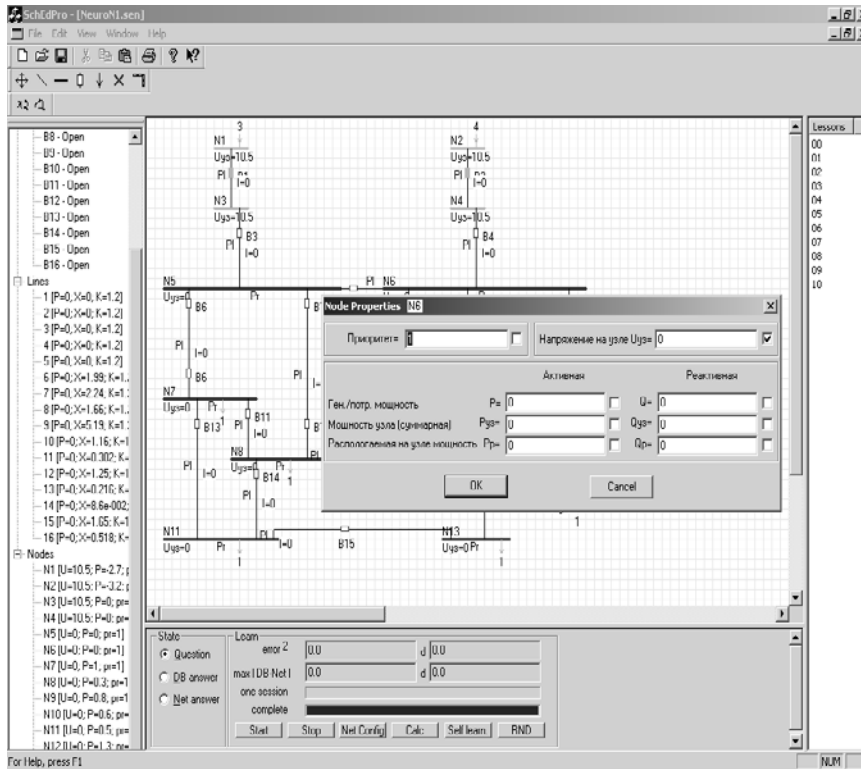


Рис. 3.2. Схема распределительной сети с окном свойств узла № 6.

нений в программный код всей задачи. В этих же целях было решено разделить процессы создания и подготовки исходных данных от непосредственно работы по поиску конфигурации распределительной сети.

Основным объектом программы расчета режима является объект NET, в который входят три или более (зависит от количества методов поиска решения) отдельных подобъекта:

- 1) Объект распределительная сеть (описан выше и позволяет хранить информацию о структуре распределительной сети, а также производить ее отображение на мониторе);
- 2) Объект INN (подробно описан ниже) хранит структуру, данные и процессы искусственной нейронной сети;
- 3) Объект ANG (также подробно описан ниже) хранит данные и свойства алгоритма поиска решения методом обработки графов.

Для того чтобы работа объекта ANG не мешала работе других блоков программы, в ней предусмотрен свой объект распределительной сети, в который копируется информация о текущем состоянии всех элементов. Возможен и обратный перенос информации, но происходит он только в том случае, если в ходе работы алгоритма поиска было найдено решение лучшее, чем то, которое реализовано на данный момент.

Объект ANG работает в отдельном процессе, который выполняется параллельно остальным блокам. Несмотря на то, что это существенно увеличивает надежность работы программного комплекса и позволяет одновременно запускать другие процессы для поиска решения, отслеживать ситуацию в распределительной сети, это также существенно усложняет обмен данными и требует ввода дополнительных алгоритмов синхронизации результатов расчета, отображения и сохранения состояний распределительной сети. Для актуализации указанных проблем приведем следующий пример. Предположим, что на распределительной сети возникла нештатная ситуация, связанная с отключением одного потребителя. Данные об этом событии попадают в программный комплекс, в частности, в объект распределительной сети. Запускается алгоритм поиска решения, данные копируются в объект ANG, который начинает расчет режима, а в это время еще один или несколько потребителей отключаются в ходе развития аварийных процессов. К тому времени, когда алгоритм поиска найдет решение для начальной стадии аварии, оно будет уже бесполезно, так как произошли существенные изменения в условиях задачи.

Можно привести и другие примеры, из которых станет очевидной необходимость организации функции, синхронизирующей работу алгоритмов на разных стадиях с соответствующими правами. Для реализации такой возможности пришлось создать главный объект программного комплекса – Main, который создается при запуске, является основным, имеет все права на создание, выполнение, удаление остальных объектов, отвечает за их синхронную работу.

Для упрощения программной реализации была принята концепция синхронизации по событиям. Основное (наиболее приоритетное) событие – изменение состояния элементов распределительной сети. Программный фильтр определяет важность изменения: влияет оно на работу остальных объектов или нет. Несущественные изменения бывают следующих типов:

- 1) незначительные колебания нагрузки в узлах (до 10% номинала);
- 2) незначительные колебания напряжения (до 10% номинала);
- 3) кратковременные, резкие изменения состояния элементов (неверные данные);
- 4) временная потеря телеизмерений из-за сбоев в их сборе и/или перевод их в режим ручного ввода.

Все эти изменения не влияют на работу остальных блоков, а лишь отображаются на мониторе.

Существенные изменения бывают следующих типов:

- 1) изменение состояния коммутирующих элементов;
- 2) отключение/подключение генерирующих узлов или узлов нагрузки;
- 3) существенные колебания нагрузки в узлах (сверх $\pm 10\%$ от номинальной);
- 4) существенное изменение напряжения (сверх $\pm 10\%$ от номинала);
- 5) окончание допустимого временного периода при работе линии в состоянии перегрузки.

При возникновении одного или нескольких таких событий работа остальных блоков прекращается, происходит синхронизация данных распределительной сети, перезапуск выполняемых процедур.

Следующим по важности классом событий являются управляющие воздействия человека-оператора, которые делятся на «существенные» и «несущественные». К существенным воздействиям относятся такие команды персонала:

- 1) запуск или остановка поиска решения;
- 2) изменение структуры нейронной сети;
- 3) запуск или остановка обучения ИНС на обучающих примерах;
- 4) изменение обучающей выборки;
- 5) загрузка нового рабочего файла (новой структуры распределительной сети и/или весовых коэффициентов ИНС).

Такие события приводят к прекращению выполнения всех объектов и синхронизации данных.

К несущественным воздействиям относятся:

- 1) изменение количества выводимых на экран параметров элементов схемы распределительной сети;

2) изменение расположения управляющих элементов интерфейса (панелей управления);

3) изменение масштаба или участка отображаемой части распределительной сети.

Такие воздействия не останавливают процессов, идущих в объектах, но приводят к обновлению отображаемой информации на мониторе.

Следующий класс событий, на который реагирует программный комплекс можно назвать внутренним. К нему относятся такие события:

- 1) нахождение приемлемого решения;
- 2) окончание начального обучения ИНС.

В этих случае также происходит окончание выполнения всех процедур и синхронизация данных.

Объект ANG после получения данных о состоянии распределительной сети запускает процесс поиска решения стандартным методом обработки графов поиска в ширину и глубину, где корнями графа являются источники, узлами – потребители энергии, а функции ребер выполняют линии связи. При этом каждый новый шаг подключения/отключения нагрузки сопровождается вызовом процедуры расчета режима, которая позволяет отследить валидность той или иной операции коммутации и сохраняет ее в памяти при отсутствии явных противоречий. Как отмечалось ранее, для работы алгоритма требуется большое количество ресурсов оперативной памяти для каждого нового шага, что не позволяет осуществлять поиск глубже, чем на шесть-семь ветвей. Как было показано ранее, такая глубина на сегодняшний момент является оптимальной, с точки зрения отношения полноты области решений и времени, требуемого для расчета самого сложного режима.

Если решение находится, то оно принимается к реализации, данные синхронизируются с текущим состоянием распределительной сети и выводятся на экран.

Объект ANN также имеет свою структуру для хранения информации о состоянии распределительной сети, при этом каждое новое решение, предложенное алгоритмом ИНС, проверяется на корректность процедурой расчета режима. Процедура самообучения запускается только в том случае, если первое предложенное ИНС решение некорректно по расчету режима. Необходимо отметить, что создать алгоритм самообучения, сохраняющий информацию о примерах обучающей выборки, не удалось. В первую очередь, это

вызвано необходимостью постоянного параллельного дообучения ИНС на обучающей выборке, что выводит работу алгоритма из разряда on-line и требует значительных (до нескольких часов) временных затрат. Итогом стал подход, который позволяет избавиться от необходимости постоянного восстановления реакции ИНС на обучающую выборку, что многократно ускоряет процесс поиска решения, но вводит необходимость переобучения ИНС на расширенной (включается новое найденное решение) обучающей выборке в режиме off-line (рис. 3.3). Очевидно, что если предлагаемое ИНС ре-



Рис. 3.3. Блок-схема программного комплекса.

шение очень далеко (с точки зрения правильного режима) от приемлемого решения, то поиск происходит длительное время (до нескольких минут, а в отдельных случаях часов), но оптимальное решение находится всегда и при этом не требуется увеличение использования ресурсов памяти. Как и в случае с алгоритмом ANG, процесс ANN запускается отдельным потоком, его работа не влияет

на функционирование остальных объектов программного комплекса, а синхронизация данных происходит по событиям.

Начальное тестирование программы происходило на распределительной сети, состоящей из двух генерирующих узлов и десятка узлов нагрузки. Несмотря на простоту, она позволяла отследить все основные режимы программы, а в дальнейшем может служить неплохим тестовым тренажером для ознакомления с программным продуктом инженерного состава диспетчерских пунктов. При этом ввод структуры распределительной сети, организация корректной стыковки с ОИК диспетчерского пункта, а также ввод примеров и обучение ИНС необходимо возложить на специально подготовленного сотрудника или разработчика продукта. Связано это с большой трудоемкостью, ответственностью и необходимостью владения дополнительными неспецифичными для персонала подстанций знаниями.

Для удобства формирования параметров линий связи распределительной сети реализован справочник типовых характеристик по маркам провода или кабеля линий. Справочник можно пополнять новыми данными и/или редактировать уже существующие. Таким образом, при формировании параметров соединительной линии достаточно указать ее тип и длину в метрах, а программа сама определит ее сопротивление и максимальный ток (табл. 3.1). При отличии расчетных параметров от реальных (например, при существовании вставок из другого типа кабеля/провода) можно в ручном режиме исправить и сохранить нестандартные параметры связи.

3.2. Порядок подготовки данных и процесс обучения

Начальный этап занесения схемы в программный продукт требует серьезной первоначальной проработки, так как изменения в уже внесенной схеме достаточно трудоемки и требуют существенных временных затрат. Следует потренироваться на вводе простых схем и лишь потом переходить на сложные схемы реальных распределительных сетей. Человек, занимающийся вводом схемы в программу, должен четко представлять границы того или иного участка, размеры и будущие месторасположения каждого. В этой задаче может помочь использование дополнительных наглядных материалов (бумажной схемы или мнемощита).

Как указывалось ранее, рекомендуется следующий порядок ввода элементов.

Таблица 3.1

**Типы проводов, используемых в распределительных сетях
и их физические параметры**

Тип провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$I_{доп.}, A$
A-16	1.98	0.39	105
АС-16	2.06	0.411	105
A-25	1.28	0.377	135
АС-25	1.31	0.398	130
A-35	0.92	0.366	170
АС-35	0.85	0.385	175
A-50	0.64	0.355	215
АС-50	0.65	0.374	210
A-70	0.46	0.345	265
АС-70	0.46	0.364	265
A-95	0.34	0.333	325
АС-95	0.37	0.353	330
A-120	0.27	0.327	375
АС-120	0.27	0.347	380
АСУ-120	0.28		375
A-150	0.21	0.315	440
АС-150	0.21	0.34	445
АСУ-150	0.21		450
A-185	0.17	0.311	500
АС-185	0.17	0.309	510
АСУ-185	0.17		510
АС-240	0.132	0.303	610
АСУ-240	0.131		610
АС-300	0.107		690
АСУ-300	0.106		705
АС-400	0.08		835
АСУ-400	0.079		850

На первом этапе вносятся основные шины питания, которые используются в качестве главных питающих узлов в стандартных схемах работы распределительной сети. Далее вводят прочие узлы питания (такие как дизель-генераторы), применяемые как резервное решение в послеаварийных режимах при ликвидации нештатной ситуации и не рассчитанные на постоянное подключение.

Следующим шагом вносятся узлы потребления, порядок ввода которых желательно согласовать с приоритетностью и/или величиной нагрузки (первыми вносятся потребители с большей потребляемой мощностью).

После того, как внесены все узлы потребления, необходимо внести линии связей между узлами. Здесь желательно придержи-

ваться правила: начинать линию связи от узла, определяемого питающим для данной связи, а также линии, находящиеся ближе к источникам энергии, рисовать раньше. Если при вводе какой-либо линии связи нет возможности ограничиться двумя изломами (тремя отрезками), то необходимо ввести так называемую «пустую» шину с нулевым потреблением и внутренним сопротивлением, а из нее продолжить ввод линии связи далее. Количество «пустых» шин не ограничено. Однако следует помнить, что любое их использование пусть и незначительно, но усложняет чтение схемы и затрудняет работу дежурного персонала.

Очередным этапом ввода графического представления схемы является ее дополнение информацией о коммутирующих элементах. Для удобства чтения схемы дежурным персоналом подстанции в программу была внесена возможность размещения двух работающих синхронно обозначений коммутирующих элементов (можно размещать по одному возле каждого конца соединительной связи).

Завершающий шаг – ввод полной информации об элементах схемы (вносятся располагаемые мощности, типы соединительных линий (марка кабеля или провода, его длина или комплексное сопротивление), состояние коммутирующих элементов (разрешен / запрещен к включению), категоричность нагрузок и т.д.).

Отметим, что вся описанная выше последовательность формирования схемы распределительной сети в программном продукте носит рекомендательный характер и не является догмой. Она лишь призвана облегчить работу как на этапе ее формирования, так и в последующем при эксплуатации. Необходимо отметить то, что рекомендуется периодически производить сохранение рабочего проекта в разных файлах, чтобы не допустить утрату информации.

Для проверки целостности распределительной сети, введенной в программный комплекс, следует пользоваться режимом трассировки, когда из всех узлов питания происходит «заливка» схемы, которая позволяет визуально увидеть отсутствие соединения в необходимых или его наличие в неверных местах.

После устранения выявленных недочетов формирования схемы можно переходить к этапу формирования обучающей выборки. При этом в момент запуска программы необходимо выбрать режим работы с блоками расчета режима, загрузить готовый проект (или создать новый, используя заготовленную ранее схему распределительной сети).

В правой части экрана (см. рис. 3.2) отобразится список введенных примеров. Если проект только создан, то там будет только одна строка. Сколько бы ни было строк-примеров, следует помнить, что первая строка является системной, отвечает за ряд функций и не предназначена для сохранения примеров решения.

Создать новый пример можно, воспользовавшись соответствующим пунктом в меню или нажав клавишу F11. При этом во вновь созданный пример копируется информация из системного примера. Переход между примерами происходит при помощи указателя мыши или клавиш управления курсором в момент активности этого окна.

Любой пример состоит из трех состояний распределительной сети, между которыми можно переключаться выбором одного из трех состояний, расположенных в нижней части экрана в рамке State: Question, DB answer, Net answer (см. рис. 3.2).

Состояние Question характеризует конфигурацию распределительной сети, которая требует решения. Как правило, эта конфигурация отмечается выходом из строя одного или нескольких коммутируемых элементов, что приводит к необходимости кардинального изменения обычной схемы питания.

Состояние DB answer представляет конфигурацию распределительной сети, которая является решением для состояния Question из текущего примера. Информация в это состояние может попасть двумя способами. Во-первых, при помощи прямого ввода состояния коммутирующих элементов человеком, во-вторых, при работе алгоритмов поиска решения, если им удастся получить приемлемый результат.

Состояние NET answer отображает реакцию ИНС на конфигурацию распределительной сети из состояния Question. Информация в это состояние попадает исключительно из алгоритма поиска решения на основе ИНС и не требует вмешательства человека.

Все три состояния являются независимыми с точки зрения хранения информации, но структурно и алгоритмически связаны, поэтому следует внимательно следить за актуальностью и правильностью вводимых примеров.

Количество примеров практически ничем не ограничено, но следует помнить, что сохранять следует лишь характерные состояния, которые существенно отличаются друг от друга. В последующем это значительно облегчит навигацию во множестве примеров и ускорит процесс обучения ИНС. Прямой зависимости числа

примеров от размера и сложности распределительной сети нет, но, очевидно, что эти два параметра находятся во взаимной корреляции. Из-за малой изученности данной темы в научном сообществе можно сделать лишь осторожное предположение, что количество необходимых примеров обучения растет медленнее, чем сложность распределительной сети.

Для облегчения труда по вводу базы примеров на стадии разработки программного комплекса был реализован алгоритм автоматического формирования заданного количества примеров. При этом состояния Question формируются случайным образом, а состояние DB answer – алгоритмом на основе обработки графов. Из-за малой практической ценности данной функцией следует пользоваться только в ознакомительных и/или тренировочных целях. Такое формирование базы примеров запускается при помощи клавиши F12.

Формирование обучающей выборки желательно выполнять совместно с экспертом в области режимов и восстановления электроснабжения конкретной сети, который хорошо осведомлен как о типовых схемах электроснабжения, так и о схемах восстановления. Очевидно, что за время эксплуатации у оперативного персонала вырабатываются знания о вероятности выхода из строя того или иного элемента распределительной сети и действиях диспетчеров для минимизации последствий аварий. Первыми в обучающую выборку желательно поместить типовые схемы работы распределительной сети. Необходимо следить, чтобы исходные состояния пусть и незначительно (до одного активного элемента), но отличались друг от друга. В противном случае программному комплексу будет сложно выбрать то или иное решение при одинаковых исходных данных.

Далее заносят схемы характерных аварий и составленные экспертами схемы решения. Следующий шаг – добавление примеров выхода из строя активных элементов, которые потребуют кардинального изменения всей текущей схемы распределительной сети. Здесь также необходимо плотное взаимодействие с экспертом, так как подобные аварии, вероятно, никогда не происходили, но потенциально являются возможными. Никто не сможет лучше обратить внимание на «узкие» (требующие внимания) места распределительной сети, чем человек, который решает вопросы восстановления электроснабжения в конкретной распределительной сети. Последним этапом необходимо занести примеры выхода из строя единственной питающей связи отдельных узлов, после чего можно счи-

тать, что первоначальная обучающая выборка создана, и можно приступить к процессу обучения ИНС.

Как и в случае с вводом структуры схемы распределительной сети, описанные выше правила ввода примеров в обучающую выборку являются рекомендацией, однако, позволяют существенно ускорить процесс обучения ИНС. Во время процесса создания указанной базы следует не забывать о регулярном сохранении результатов в файлах.

После ее формирования можно приступить к обучению ИНС. Для этого необходимо выбрать соответствующий пункт меню или нажать на кнопку Start в нижней части экрана. Непосредственно рядом с указанной расположена другая кнопка – Stop, которая позволяет временно прекратить режим обучения ИНС и сохранить промежуточные результаты в файле проекта. Это необходимо, так как процесс обучения ИНС для сложной распределительной сети и большого количества примеров обучения может растянуться на дни и даже недели. За ходом обучения (близостью к окончанию) можно следить по двум полосам в рамке Learn: one session (обучение на конкретном примере) и complete (полное обучение); а также по близости к нулю остальных параметров (среднеквадратической ошибки – err_{avg}^2 и максимального отклонения – $max|DB-Net|$), отображаемых в рамке Learn (см. рис. 3.2).

Клавиша Net config, также расположенная в нижней части экрана, позволяет задавать следующие параметры конфигурации ИНС:

- 1) количество нейронов в скрытых слоях;
- 2) количество скрытых слоев;
- 3) типы информации для входного слоя: дискретные (состояние выключателей) и аналоговые (мощности перетоков и напряжения в узлах).

Указать точное количество нейронов, необходимое для хорошего обучения и быстрого поиска решения, невозможно, оно подбирается эмпирическим путем в ходе процесса проб и ошибок. Следует понимать, что из-за особенностей ИНС любое изменение в ее структуре приводит к необходимости полного переобучения ИНС.

3.3. Операции на программном комплексе в реальном режиме

Основным режимом работы программного комплекса можно считать так называемый режим реального времени или on-line режим. При запуске программы после загрузки данных по структуре

распределительной сети и обучения ИНС на примерах, комплекс переходит в режим постоянного мониторинга и обработки поступающей информации. При этом, как описывалось выше, на мониторах отображается текущее состояние сети.

Дежурный персонал подстанции может настроить отображаемую информацию под конкретные нужды наблюдения, вывести или скрыть все параметры активных элементов распределительной сети, а также запустить программу на расчет. Как и в режиме обучения, для просмотра доступны три состояния распределительной сети:

1) текущее (состояние, которое в настоящий момент реализовано на сети);

2) предлагаемое модулем АОГ (модифицированное с точки зрения оптимизации потерь блоком обработки графов текущее состояние сети);

3) предлагаемое модулем ИНС (модифицированное блоком ИНС текущее состояние).

Переключение между отображением этих трех состояний производится путем выбора соответствующего элемента в поле State. Так, для вывода текущего состояния сети необходимо выбрать поле Question; для варианта, предлагаемого модулем АОГ, – поле DB answer; для варианта, предлагаемого модулем ИНС, – поле NET answer.

При возникновении изменений текущего состояния сети программный комплекс автоматически отследит важность события и при необходимости запустит блоки поиска решения, о чем будет свидетельствовать изменение полосы состояния Complete в области Learn. Эта полоса станет серой и будет вновь заполняться синим цветом в зависимости от того, насколько близко к решению подошли алгоритмы расчета. Если полоса достигнет правого края, значит решение найдено и представлено на соответствующих экранах: DB answer и Net answer.

Дежурный персонал может также сам запустить алгоритмы поиска решения нажатием кнопки Start или приостановить их выполнение, воспользовавшись кнопкой Stop. Эти кнопки используются для запуска расчета по другой (не текущей схеме) распределительной сети, которую в примере Lesson X может ввести дежурный персонал. Однако следует помнить, что перевод программного комплекса в режим решения не текущего состояния распределительной сети отвлекает модули от слежения за изменениями, происходящими в сети, и не позволит оперативно отреагировать на них. Для воз-

вращения в режим обработки текущего состояния оператору необходимо перейти в Lesson 0.

В любом случае, если найдено новое решение, оно может быть добавлено в базу обучающей выборки путем создания дополнительного примера, куда автоматически будут скопированы состояния сети, соответствующие отображаемым в слоях Question, DB answer и Net answer.

3.4. Оценка объемов памяти и быстродействия программного комплекса

Отдельной проблемой в ходе разработки алгоритма была оценка времени его выполнения, так как в известных нам публикациях время на поиск решения резко возрастало при увеличении элементов распределительной сети [13]. Была опасность, что положительно зарекомендовавший себя по этому параметру при малом количестве узлов и межузловых связей алгоритм резко ухудшит свои результаты при росте элементов расчета.

Отладка программного комплекса проводилась на тестовой схеме [13]. Несмотря на простоту, она дает возможность проверить все основные случаи, возникающие в реальных распределительных сетях, такие как использование резервной линии при выходе основной в нерабочее состояние, переключение нагрузки на узел с большей располагаемой мощностью и/или с наименьшими потерями, невозможность обеспечения потребителя электроэнергией в связи с режимными ограничениями или неисправностью всех связей данного узла. С другой стороны, именно простота схемы делала работу программного комплекса наглядной, позволяя сразу проверять результаты работы алгоритма, сверяя их с данными, полученными вручную.

Следующим этапом тестирования программы был переход на более сложную схему. Число узлов составило 201, количество связей – 227, семь источников питания, 165 коммутирующих устройств. Как уже отмечалось, авторы были готовы к увеличению временных задержек и повышению требований к ресурсам памяти, но, как показал эксперимент, серьезных изменений не произошло. Очевидно, что с увеличением элементов схемы, каждый из которых содержит некоторые данные о своей структуре и физических свойствах, объем памяти неминуемо увеличивается, но зависимость эта имеет линейный характер, а ее коэффициент примерно равен еди-

нице (рассматриваются затраты оперативной памяти компьютера, необходимой для работы программы).

Оценить требования к памяти при увеличении схемы распределительной сети на один i -й элемент (узел, линию связи, коммутирующий элемент) можно исходя из формулы: $\Delta M = k \cdot T_i$, где $k = 1.07$ – коэффициент, определенный экспериментальным путем, а T_i – количество байт памяти, необходимое для хранения данных об i -м элементе схемы. При этом для узла ($i=1$) $T_1=130$ байт; для линии связи ($i=2$) $T_2=234$; для коммутирующего элемента ($i=3$) $T_3=30$ байт. Таким образом, в тестовой схеме общий объем используемой памяти для последней тестируемой схемы распределительной сети легко подсчитать по формуле:

$$M = 1.07 \cdot [201 \cdot (130+7) + 227 \cdot 234 + 165 \cdot 30] + R \approx 91598 + R,$$

где R – объем памяти, занимаемый вне зависимости от количества элементов, присутствующих в схеме. Эта память не является постоянной, ее размер колеблется в зависимости от того, какой размерности используется ИНС.

В ходе измерения скорости работы алгоритма на схемах различной размерности выяснилось, что увеличение временных затрат, как и в случае с ресурсами памяти, имеет практически линейный характер с умножением на постоянный коэффициент, близкий к двум. Это обусловлено, в первую очередь, неминуемым увеличением размерности ИНС как по входному и выходному слоям, так и по внутренней структуре. Временные затраты на начальное обучение ИНС в расчетах не учитывались, так как имеют место в режиме off-line с экспоненциальным ростом при увеличении размерности и числа примеров для обработки (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Корреляция количества активных элементов распределительной сети, объемов памяти и времени обучения ИНС

№	Кол-во узлов	Кол-во связей	Кол-во выключ.	R, байт	Память под схему, байт	Кол-во примеров обучения	Память под примеры, байт	M, байт	Кол-во нейронов	Время обучения, с
1	13	15	15	18648000	5741	10	57410	18705410	30	30
2	76	147	94	18648000	47630	34	1619420	20267420	100	5400
3	201	227	165	18648000	91598	76	6961448	25609448	333	13200

3.5. Обеспечение надежности функционирования комплекса

Любой программный продукт, нацеленный на решение задач надежности энергообеспечения потребителей распределительной сети, должен сам отвечать принципам надежного функционирования. Стабильная работа комплекса зависит от нескольких факторов, которые можно условно объединить в несколько групп.

К первой относятся вопросы, связанные с функционированием операционной системы (Windows), необходимой для запуска комплекса, а также возможные сбои и/или выход из строя оборудования компьютера. Надежность этих компонентов остается за рамками данной работы, но можно предложить использовать лицензионную операционную систему с проведением ее регулярного обновления; приобретать компьютерную технику у крупных надежных производителей, с обязательным резервированием.

Вторая группа включает проблемы восстановления информации при ее полной или частичной потере из-за отказа оборудования или несанкционированного доступа к программному комплексу. Реализация полноценной системы резервного копирования данных и идентификации пользователей не входила в решаемые задачи, поэтому она была делегирована защитным механизмам, реализованным в самой операционной системе. Это позволило обеспечить максимальную универсальность и совместимость. В качестве рекомендаций можно отметить регулярное (после добавления каждого нового состояния распределительной сети) копирование данных на независимый резервный носитель и использование сторонних профессиональных систем защиты и кодирования информации.

Третья группа объединяет в себе так называемый «человеческий фактор»: неточные или некорректные действия дежурного персонала, которые могут стать причиной уменьшения надежности функционирования программного комплекса. Очевидно, что уменьшить влияние этих факторов можно исключительно инструктажем, обучением и тренингом персонала, а также определением регламента действий по восстановлению работоспособности комплекса.

К четвертой группе можно отнести ошибки, внесенные в программный комплекс на стадии его программирования и отладки. Очевидно, что уменьшить влияние этой группы можно исключительно проведением полного спектра тестирования, а также полноценной поддержкой продукта на все время его эксплуатации.

* * *

Предложенная архитектура позволила реализовать методы восстановления электроснабжения потребителей в программном комплексе. Определены основные объекты комплекса. Разработанный интерфейс с оператором позволяет создавать и редактировать схемы распределительной сети с вводом необходимых данных. Отражаемая на мониторе схема содержит всю информацию, необходимую оператору для восстановления электроснабжения. Показаны процессы создания обучающей выборки и обучения ИНС комплекса. Оценены требуемые характеристики компьютера в отношении видов и объемов памяти, а также его быстродействия в зависимости от сложности схемы сети. Приведены правила работы с компьютером в реальном режиме.

Глава 4. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПРОВЕРКА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОМПЛЕКСА ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА МОДЕЛЯХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

Для отладки программного комплекса, проверки поиска схем восстановления и оценки характеристик комплекса были использованы две схемы: тестовая и схема одного из энергоузлов распределительной сети Коми энергосистемы. Общее число узлов последней составило 201, количество связей – 227, семь источников питания, в том числе пять дизель-генераторов (резервных источников электроэнергии). По обеим схемам созданы обучающие выборки и проведено моделирование в различных режимах как по самим схемам, так и по составу программного комплекса.

4.1. Тестовые схемы и обучающие выборки

Отладка программного комплекса проводилась на тестовой схеме (рис. 4.1).

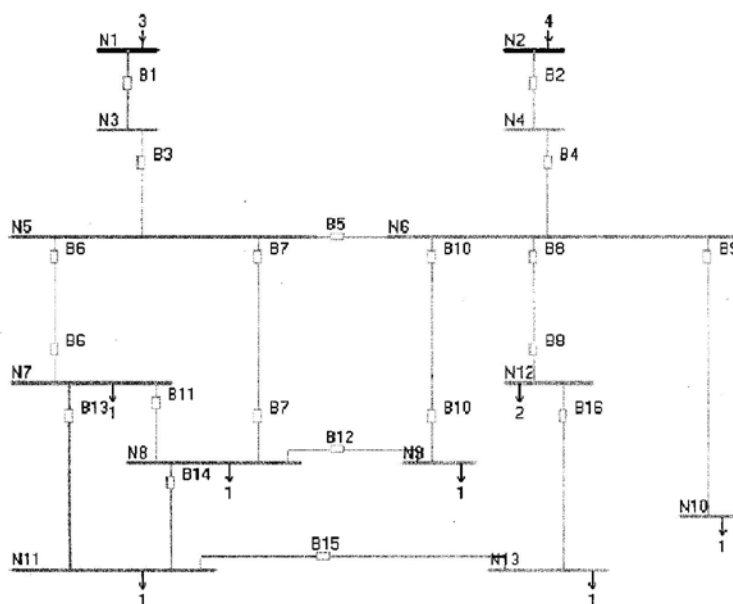


Рис. 4.1. Тестовая схема распределительной сети.

С одной стороны, простота схемы позволяет легко отслеживать режимы полученных решений, с другой – она включает основные сценарии, возможные в реальных, более сложных схемах распределительных сетей. Номера линий и связей совпадают. Здесь есть два независимых источника (B3 и B4), несколько кольцевых цепей, например (N5-B7-N8-B12-N9-B10-N6-B5), для проверки отсутствия одновременного питания от двух различных источников, нагрузка с односторонним питанием (N10). Топологическое расположение элементов схемы приведено на рис. 4.2. Данные по нагрузкам и параметрам связей приведены в табл. 4.1 и 4.2.

Следующий этап – создание обучающей выборки для тестовой схемы. Обучающая выборка для ИНС формировалась экспертным путем. Количество примеров на подготовительных этапах колебалось от единиц, до нескольких десятков. В качестве примеров были приняты стандартные схемы питания тестовой распределитель-

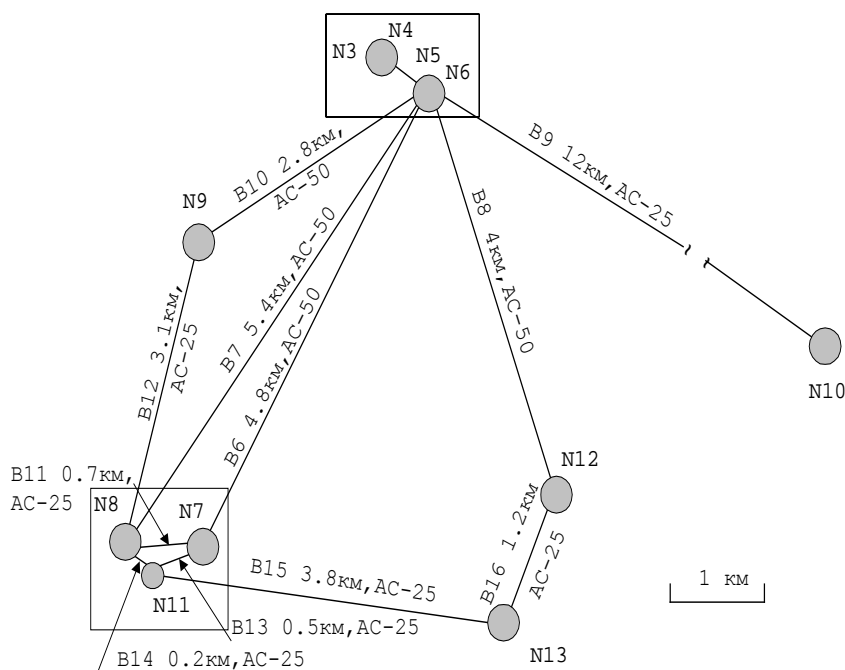


Рис. 4.2. Топология тестовой схемы.

Таблица 4.1

Параметры линий связи

Параметр	Номер связи													
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$X_{\text{связи, Ом}}$	0	0	0	1.99	2.24	1.66	5.19	1.16	0.30	1.25	0.22	0.09	1.65	0.52
$R_{\text{связи, Ом}}$	0	0	0	2.88	3.24	2.4	10.3	1.68	0.6	2.49	0.43	0.17	3.29	1.03
$I_{\text{допуст., А}}$	500	500	500	190	190	190	130	190	130	130	130	130	130	130

Таблица 4.2

Параметры номинальных нагрузок

Параметр	Номер узла											
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
$P_{\text{узла, МВт}}$ (“-“ - генерация)	-2.7	-3.2	0	0	1.0	0.3	0.8	0.6	0.5	1.3	0.7	
$Q_{\text{узла, МВАр}}$ (“-“ - емкостная)	-5.0	-5	0	0	0.49	0.145	0.39	0.29	0.25	0.63	0.4	

ной сети, а также характерные аварийные режимы с выходом из строя различных линий связи. Для обучения ИНС из 30-ти нейронов в скрытых слоях обучающей выборке требуется определенное время, которое для тестовой схемы и 14-ти примеров составляло порядка десяти секунд при использовании процессора класса РП 1,5 ГГц. Однако следует заметить, что скорость обучения ИНС в большей степени зависит от начального распределения весовых коэффициентов, которое происходит случайным образом. Очевидной зависимости качества решений, предлагаемых ИНС, для задач, не попавших в обучающую выборку, от количества примеров обучения определить не удалось. Отмечено только, что возникали ситуации, когда при меньшей обучающей выборке решение конкретной задачи распределительной сети алгоритмом на основе ИНС происходило быстрее, чем при большей выборке. Но интегральный показатель временных затрат при решении большого (более 20-ти) количества задач становился тем меньше, чем больше примеров было в начальной обучающей выборке. Важную роль в скорости работы (до нескольких раз) алгоритма самообучения играет качество (с точки зрения разнообразия) примеров обучающей выборки. Если в нее

попадают два примера с одинаковыми исходными данными (одно и то же состояние распределительной сети), а в качестве решения используются разные состояния, то ИНС «запутывается» и скорость решения существенно (на несколько порядков) падает. Такой эффект является следствием аппроксимирующих механизмов ИНС и не может быть решен известными математическими методами. Для избежания «запутывания» ИНС обучающую выборку следует создавать как однозначную функцию зависимости входной и выходной информации, руководствуясь максимально возможной разницей примеров. Из практического опыта установлено, что для работы алгоритма на основе ИНС было достаточно не более десяти тестовых примеров, подготовленных на основе экспертной оценки.

4.2. Поиск путей восстановления на тестовой схеме

В качестве первого этапа проверки работоспособности алгоритмов была рассмотрена задача восстановления энергопотребления при полном погашении распределительной сети (все выключатели разомкнуты). При этом программный комплекс предложил решение, представленное на рис. 4.3.

На первый взгляд, кажется, что узел N13 обеспечен электроэнергией не по правильной схеме, поскольку из топологии тестовой схемы очевидно, что расстояние от источника N1 до N13 гораздо больше и, соответственно, связано с большими потерями при передаче, чем из узла N2. Однако, если внимательно ознакомиться с исходными данными и рассчитать режим, то станет понятно, что в узле N12 отсутствует необходимая для включения узла N13 располагаемая мощность, в то время как в узле N11 она есть. В такой ситуации, если линия B15 будет в аварийном состоянии, а приоритет включения нагрузки N13 будет ниже, чем у остальных узлов, то без увеличения располагаемой мощности в узле N2, потребители в N13 останутся без электроэнергии.

Поскольку предложенное решение является типовой схемой питания, то на этапе формирования обучающих примеров для ИНС оно было внесено в выборку, поэтому ИНС справилась с нахождением решения быстрее, чем АОГ.

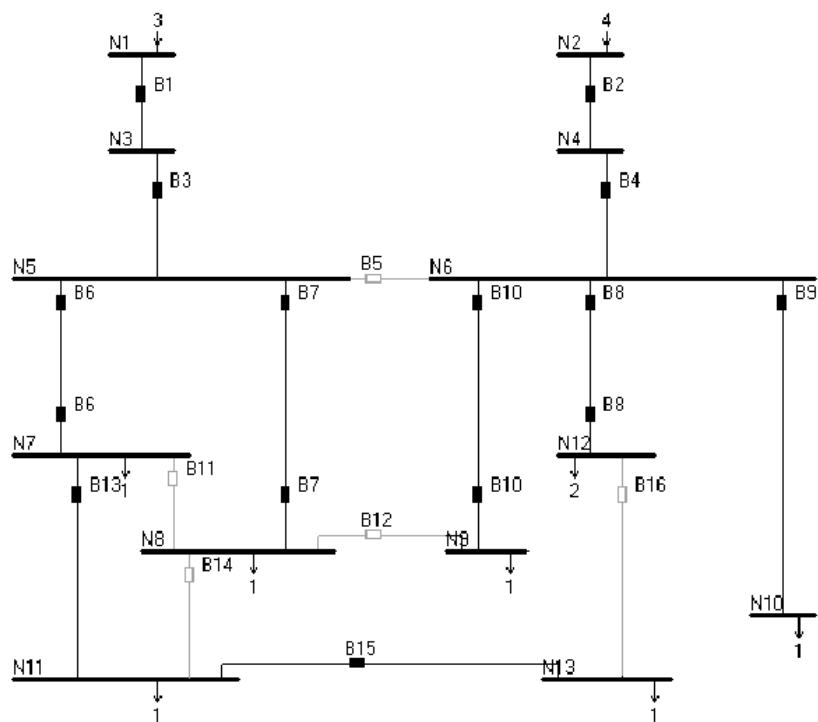


Рис. 4.3. Решение задачи при полном погашении распределительной сети.

После сравнительно простого примера рассмотрим более сложный, представленный на рис. 4.4. Из-за сильного порывистого ветра и налипания снега на провода произошел обрыв линии связи B9, что привело к потере энергоснабжения узла N10. В следующий момент произошло аварийное отключение линии B7, что обесточило нагрузку N8. Ее АПВ оказалось неудачным. АВР B12 не отработал из-за ошибки телесигнализации о питании узла N8 от узла N1, несинхронного с узлом питания N2. Линия B11 находится в ремонте. В ходе работы комплекса было предложено решение (рис.4.5), где комплексу корректно удалось определить невозможность подключения нагрузки N10, так как вышла из строя единственная питающая связь B9. Для обеспечения электроснабжения узла N8 линия B13 отключена, и узел подключен по линии B14. Узлы N11 и N13 подключены линией B16, благодаря высвобождению мощности, которая питала узел N10.

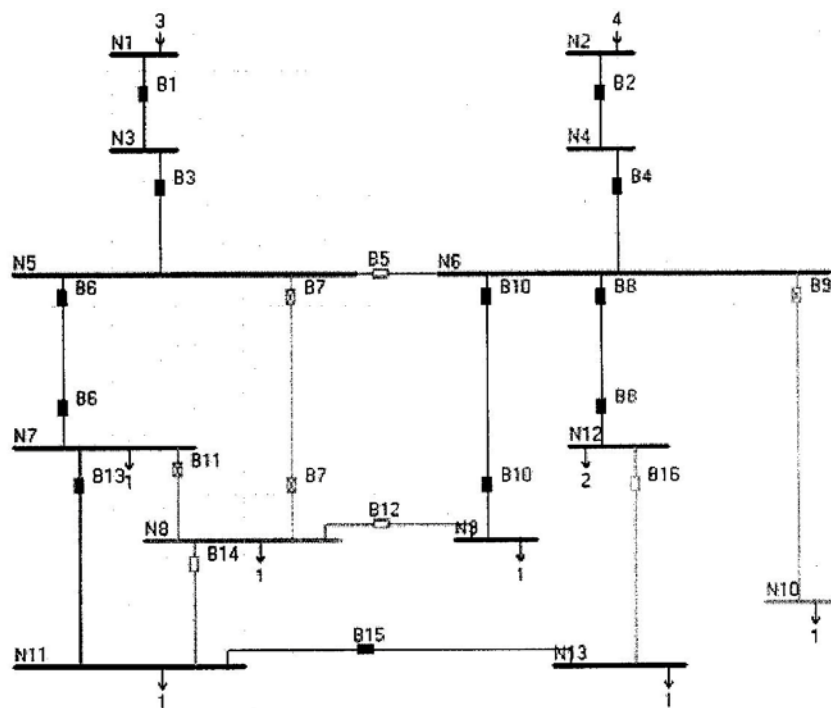


Рис. 4.4. Сложный пример развития аварии.

В этом случае сложившееся аварийное состояние распределительной сети не было включено в обучающую выборку ИНС и алгоритм искусственного интеллекта предлагал решения не только не оптимальные, но далекие от допустимого, и они отсеивались блоком БРР. Такое положение привело к началу длительного процесса поиска решения блоком ИНС – самообучению. При этом АОГ справился с задачей существенно быстрее, и его решение было принято к реализации, автоматически попав в обучающую выборку ИНС. В случае, если бы АОГ не нашел решения или время его поиска было бы значительным, то оно было бы найдено ИНС в процессе самообучения.

Особенность в работе алгоритма самообучения заключается в том, что, осуществляя поиск нового решения, ИНС «забывает» настройку весовых коэффициентов на обучающую выборку. Следовательно, нахождение нового решения требует его включения в обучающую выборку и последующего переобучения ИНС. Такой

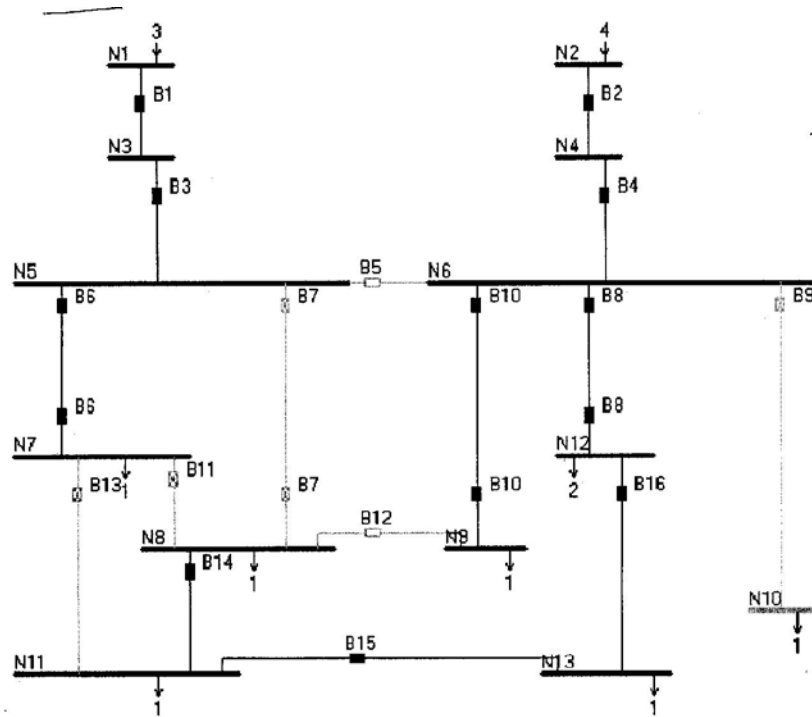


Рис. 4.5. Решение, предложенное комплексом по сложной задаче восстановления.

процесс выполняется вручную, но эта особенность не представляет трудностей. Более того, указанная особенность позволяет на стадии обучения задавать произвольные состояния коммутирующих аппаратов, а полученные результаты использовать в качестве обучающих выборок, как это отмечалось выше. С другой стороны, процесс обучения может занимать длительные (до нескольких часов) периоды времени. Бесспорно, что допустить такие временные затраты в момент устранения аварии невозможно. Переобучение вручную позволяет выбрать удобное для этого процесса время. Здесь же уместно отметить, что процесс переобучения можно выполнять и на другом компьютере, пересылая затем результаты нового обучения в рабочий компьютер.

Очевидно, что параллельное выполнение двух алгоритмов требует большего процессорного времени, чем одного из них, но, конкурируя между собой (принимается решение того алгоритма,

который найдет его быстрее), позволяет существенно сократить среднее время поиска. Для упрощения примера примем время отклика ИНС на текущую задачу и анализ на допустимость предложенного режима за интервал времени t . Пусть за это же время АОГ выполняет проверку на возможность подключения одной линии связи. В этом случае кривая зависимости времени поиска решения АОГ (см. рис. 4.6), как отмечалось выше, будет иметь экспоненциальную зависимость от сложности задачи. В то же время зависимость нахождения решения алгоритмом на основе ИНС носит очень сложный характер (рис. 4.6). Суммарное время поиска решения конкурирующими алгоритмами отмечено ромбиками. Когда количество переключений, необходимых для решения задачи, мало, общее время работы конкурирующих алгоритмов в два раза хуже, чем при использовании одного алгоритма АОГ, но это время измеряется

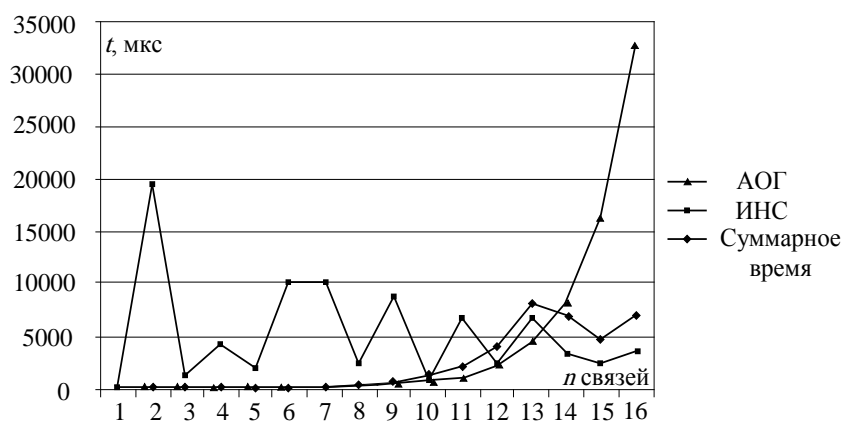


Рис. 4.6. Время работы алгоритмов.

долями секунды, и таким увеличением можно пренебречь. Однако при большом количестве необходимых переключений время работы АОГ неизмеримо возрастает, а ИНС находит решение существенно быстрее, при этом общее время выполнения программы из-за применения конкурирующего подхода увеличивается в два раза по сравнению с временными затратами работы одного алгоритма на основе ИНС. Но это неизбежная цена, которую приходится платить для получения общего удовлетворительного времени поиска решения. Для ускорения работы программного комплекса выполнение каждого из алгоритмов было выделено в свой поток, что позволило задействовать до трех процессоров в мультипроцессорных систе-

мах. При этом скорость работы увеличивается практически в два раза, а скорость нахождения решения при конкурентном выполнении обоих алгоритмов лишь на 10% превышает время работы лучшего из них в ситуации, когда выполнялся бы только он один.

К сожалению, достоверно оценить время работы обоих алгоритмов на тестовой схеме не удалось. Время было настолько мало, что на него серьезно влияло выполнение других резидентных программ, например, драйвера мыши.

4.3. Поиск путей восстановления для реальной схемы

Проверка функционирования комплекса на реальной распределительной сети выполнялась для схемы (см. Приложение I). Как отмечалось выше, схема содержит 201 узел. Здесь к коммутирующим устройствам относятся как выключатели там, где они установлены, так и разъединители и отделители в цепях, где выключатели отсутствуют. Таким образом, решение показывает состояние коммутирующих устройств, но не условия и последовательности переключений. В дальнейшем для простоты все коммутирующие устройства будут называться выключателями. Количество учитываемых элементов сети выросло почти на два порядка и пришло в соответствие с количеством элементов реальных распределительных сетей. Очевидно, что временные ресурсы поиска решения, ресурсы памяти, сложность структуры ИНС и количество примеров обучающей выборки существенно выросли.

Обучающая выборка для этой схемы выполнялась на основе способности ИНС к самообучению. При этом набиралось несколько произвольных состояний выключателей, и комплекс находил решение по восстановлению электроснабжения с учетом всех режимных ограничений, а именно – не включать выключатели, запрещенные к включению, не допускать перегрузок связей и кольцевых цепей, поддерживать напряжения в узлах в заданном диапазоне, снабжать электроэнергией максимально возможное число потребителей. Полученное решение вводилось в обучающую выборку, и ИНС дообучалась. Очевидно, что при повторении найденного режима решение находилось существенно быстрее.

Не представилось возможным найти ситуацию, когда поиск решения окажется «неудобным» с точки зрения потраченного на него времени, поскольку, как показано в разделе 2.6, решение обязательно будет найдено. Тем не менее, очевидно, что при качест-

венной обучающей выборке количество таких состояний стремится к нулю.

В ходе экспериментов количество нейронов во внутренних слоях колебалось от 500 до 1000, число примеров обучающей выборки составляло от нескольких десятков, до трех сотен, время обучения ИНС достигало четырех часов на процессоре класса РШ 1,5 ГГц и 256 МВ ОЗУ. Время поиска решения колебалось от 0.1 до 0.5 с, из чего можно сделать вывод, что система полностью справилась с работой в режиме реального времени. Для того чтобы убедиться в правильности выбранного подхода, каждый пример поиска решения отдельно выполнялся в разных программах: использующей только АОГ, только ИНС и на основе конкурентного выполнения двух методов табл. 4.3 и рис. 4.7. Здесь первая строка таблицы и ось «Х» рисунка отмечают количество задач для различных случаев нарушений режима, на которые программный комплекс искал ответы.

Строка «АОГ» дает в секундах среднее время поиска решения при работе одного алгоритма на графе схемы; строка «ИНС» – среднее время при использовании только ИНС. Строка «Конкурентное (один процессор)» – время при конкурентном исполнении двух алгоритмов на однопроцессорной системе, а строка «Конкурентное (два процессора)» – время при конкурентной работе алгоритмов на основе двух процессоров.

Как и ожидалось, при усреднении времени решения большого (от 30 и более) количества задач, конкурирующее выполнение показывало лучшее время, иногда при этом работа программы, использующей только один из методов, достигала нескольких десятков минут. Такой результат подтвердил правильность предложенной методики.

Таблица 4.3

Время работы программы в разных режимах (с)

Количество задач	Время					
	30	50	70	90	110	130
АОГ	0,6	0,5	0,8	0,7	0,65	0,9
ИНС	1,2	1,6	1,4	2	1,8	1,65
Конкурентное (один процессор)	0,6	0,4	0,5	0,45	0,4	0,5
Конкурентное (два процессора)	0,4	0,3	0,35	0,3	0,3	0,35

При решении задач обеспечения электроэнергией узлов со своими резервными источниками питания (дизель-генераторами) оказалось крайне важным отслеживать возможность их включения

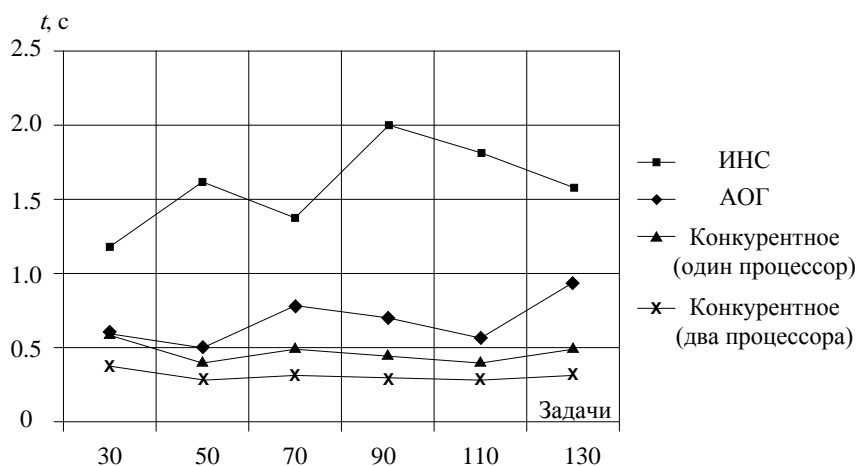


Рис. 4.7. Время работы программы в разных режимах.

и использования. Для примера рассмотрим следующую ситуацию: из-за аварии на линии В18 произошло полное погашение N17-N36. Для подключения всех обесточенных нагрузок через линию связи В162 не хватило ее пропускной способности, поэтому программный комплекс предложил перевести питание высокоприоритетных узлов N18 и N36 на резервный источник питания, расположенный в узле N35, через линию связи В37 и с отключением линии В19. Таким образом, снизив необходимую для передачи по связи В162 нагрузку, удалось ввести ее состояние в область допустимых режимов и подключить всех обесточенных потребителей. Однако в реальной ситуации на источнике резервного питания в узле N35 не было необходимого запаса топлива, и дизель-генератор не запустился, а высокоприоритетные узлы N18 и N36 остались не подключенными. Дежурному персоналу пришлось в срочном порядке пометить линию связи N37 как недоступную к включению, после чего узлы N18 и N36 были подключены через В162 путем включения линии В19. Проблему перегрузки В162 удалось решить погашением низкоприоритетных узлов потребления N24, N26, N28. Если бы информация о возможности/невозможности включения резервного источника питания в узле N35 была верной, то таких манипуляций дежурного персонала не потребовалось, и программный комплекс сразу бы предложил верное решение. Отдельно следует отметить необходимость временных затрат на запуск резервных источников питания. В связи с этим, рекомендациями по использованию программного

комплекса можно предусмотреть ручной ввод последовательного увеличения располагаемой мощности в узлах с резервными источниками питания в зависимости от их выхода на рабочий режим.

4.4. Анализ результатов экспериментальной оценки коэффициента мощности на модели распределительной сети

В качестве модели принята схема одной из узловых подстанций Коми энергосистемы (рис. 4.8), имеющей две питающие воздушные линии (ВЛ), два автотрансформатора и десять отходящих

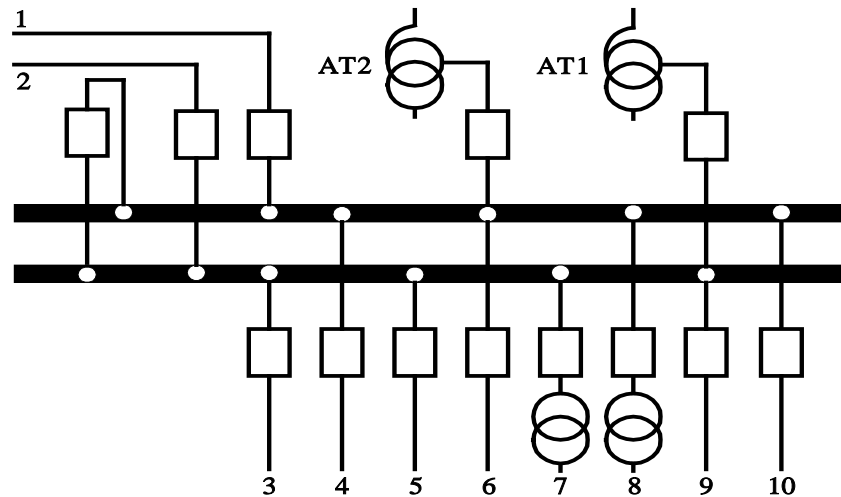


Рис. 4.8. Схема узловой подстанции.

ВЛ. Известные параметры элементов схемы позволили моделировать необходимые режимы как для обучения, так и экспериментального измерения коэффициентов мощности. Наличие на подстанции необходимых телеметрических измерений предоставило возможность проведения измерений в on-line режиме.

Для выявления закономерности определения коэффициентов мощности по отходящим фидерам в обучающую выборку следует включать режимы со значениями $\cos \varphi$, которые могут и не возникать в реальном режиме. Обычно такие режимы моделируются в программах расчета и анализа режимов типа «Rastr».

Ниже приведена обучающая выборка, которая применялась в эксперименте (табл. 4.4 и 4.5). Здесь первая таблица содержит данные, подаваемые на вход ИНС, а вторая – соответствующие ответы,

Таблица 4.4

Входные данные обучающей выборки

U, о.е.	P _{сум.} , о.е.	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	I ₆	I ₇	I ₈	I ₉	I ₁₀
1,01	0,95	6,83	6,87	45,03	51,78	46,08	11,00	16,52	45,14	70,23	70,77
1,00	1,05	7,88	8,14	49,26	64,33	33,37	10,54	37,66	27,58	84,74	84,95
1,07	0,98	13,19	13,28	45,86	51,72	29,72	11,73	32,79	43,60	70,68	69,90
1,02	0,84	13,66	13,49	42,36	38,40	27,09	12,05	39,02	51,07	57,05	56,75
0,96	0,99	8,90	8,64	49,69	70,70	27,91	10,58	22,50	38,85	91,09	90,16
1,07	1,00	10,69	10,38	44,08	47,85	44,50	11,77	27,92	29,73	68,79	70,00
1,03	1,14	12,85	13,33	47,87	61,20	48,83	11,06	16,03	33,31	81,80	82,30
1,09	1,06	7,43	7,62	46,96	53,30	26,15	10,90	25,55	39,02	74,56	73,23
1,07	0,90	16,19	15,67	44,03	42,10	24,90	9,81	11,17	39,54	62,04	61,80
1,04	1,11	16,68	16,31	45,43	51,76	21,86	12,09	37,32	53,83	74,02	71,50

по которым ИНС в режиме обучения настраивает коэффициенты передачи своих нейронов.

Таблица 4.5

Ответы для обучения ИНС

COS ₁	COS ₂	COS ₃	COS ₄	COS ₅	COS ₆	COS ₇	COS ₈	COS ₉	COS ₁₀
0,837	0,837	0,837	0,837	0,934	0,934	0,332	0,645	0,936	0,936
0,883	0,883	0,883	0,883	0,953	0,953	0,200	0,855	0,957	0,957
0,795	0,795	0,795	0,795	0,957	0,957	0,395	0,571	0,925	0,925
0,791	0,791	0,791	0,791	0,936	0,936	0,341	0,685	0,918	0,918
0,799	0,799	0,799	0,799	0,932	0,932	0,229	0,750	0,912	0,912
0,792	0,792	0,792	0,792	0,947	0,947	0,314	0,947	0,975	0,975
0,953	0,953	0,953	0,953	0,948	0,948	0,304	0,853	0,968	0,968
0,965	0,965	0,965	0,965	0,947	0,947	0,209	0,919	0,905	0,905
0,836	0,836	0,836	0,836	0,939	0,939	0,304	0,531	0,925	0,925
0,934	0,934	0,934	0,934	0,957	0,957	0,263	0,827	0,985	0,985
0,837	0,837	0,837	0,837	0,934	0,934	0,332	0,645	0,936	0,936

В табл. 4.6 представлены данные, вводимые в ИНС в качестве вопроса, полученные, как и в табл. 4.4, расчетным путем. Очевидно, что в них не моделировались погрешности измерений теле-

метрии. Результаты, полученные от ИНС, расчетные результаты и погрешности определения ответа сведены в табл. 4.7.

Таблица 4.6

Входные данные тестовой выборки

U, о.е.	P _{сум.} , о.е.	I ₁	I ₂	I ₃	I ₄	I ₅	I ₆	I ₇	I ₈	I ₉	I ₁₀
1,04	0,99	6,88	6,88	45,46	51,84	47,22	11,24	16,38	44,57	71,84	71,84
1,01	1,08	8,07	8,07	48,98	65,93	33,89	10,69	37,26	27,25	85,93	85,93
1,04	0,96	13,04	13,04	45,19	50,75	29,66	11,62	33,16	42,84	70,75	70,75
1,07	0,89	13,70	13,70	41,93	37,70	27,02	11,77	38,97	50,24	57,70	57,70
1,00	1,04	8,75	8,75	49,92	69,67	28,48	10,56	23,04	39,81	89,67	89,67
1,05	0,99	10,44	10,44	44,73	48,91	44,05	11,80	28,16	29,78	68,91	68,91
1,02	1,15	13,02	13,02	47,67	60,67	47,74	11,10	15,80	32,61	80,67	80,67
1,03	1,00	7,53	7,53	45,98	53,92	25,83	10,67	25,68	39,57	73,92	73,92
1,06	0,87	15,88	15,88	43,26	43,02	24,78	10,05	11,38	38,77	63,02	63,02
1,04	1,10	16,57	16,57	45,64	52,56	21,40	11,87	36,72	55,00	72,56	72,56
1,04	0,99	6,88	6,88	45,46	51,84	47,22	11,24	16,38	44,57	71,84	71,84

При этом расчетные режимы выбирались близкими к реальным режимам, т.е. при малых изменениях в режимах, что соответствует матрицам, близким к вырождению, при использовании метода наименьших квадратов.

Из табл. 4.7 видно, что погрешность определения коэффициента мощности с помощью ИНС на рассматриваемой выборке не превышает 5% (максимальная погрешность на шестом замере для четвертого коэффициента мощности составила – 4,996 %). При учете погрешностей в телеизмерениях погрешность в оценке $\cos \varphi$ также возрастет, но за счет того, что она распределяется между фидерами, существенного ее роста не ожидается.

Проверка результатов расчета $\cos \varphi$ выполнялась также по реальным данным режимов на схеме энергоузла распределительной сети, представленного на схеме (см. Приложение I). Из-за отсутствия необходимых измерений определить погрешность было невозможно. Но по оценкам диспетчеров она не превышала 10%.

Таблица 4.7

Результаты ответов ИНС и расчета режимов

Источник	COS ₁	COS ₂	COS ₃	COS ₄	COS ₅	COS ₆	COS ₇	COS ₈	COS ₉	COS ₁₀
ИНС	0,818	0,803	0,857	0,839	0,894	0,935	0,326	0,646	0,932	0,937
Расчет	0,811	0,817	0,830	0,828	0,937	0,959	0,326	0,637	0,962	0,933
Погрешность	-0,905	1,683	-3,254	-1,299	4,535	2,559	0,035	-1,414	3,118	-0,410
ИНС	0,857	0,854	0,845	0,838	1,027	0,919	0,202	0,912	0,891	0,955
Расчет	0,867	0,840	0,866	0,872	0,995	0,929	0,207	0,871	0,925	0,998
Погрешность	1,111	-1,647	2,331	3,913	-3,250	1,111	2,530	-4,609	3,583	4,312
ИНС	0,849	0,817	0,804	0,817	0,908	0,984	0,394	0,569	0,904	0,932
Расчет	0,818	0,790	0,811	0,794	0,949	0,946	0,388	0,594	0,912	0,936
Погрешность	-3,802	-3,417	0,920	-2,946	4,345	-3,983	-1,503	4,194	0,815	0,441
ИНС	0,739	0,800	0,799	0,776	0,978	0,921	0,359	0,710	0,894	0,916
Расчет	0,766	0,812	0,794	0,782	0,975	0,910	0,349	0,690	0,895	0,890
Погрешность	3,501	1,512	-0,634	0,772	-0,228	-1,258	-2,951	-2,895	0,127	-2,881
ИНС	0,745	0,864	0,824	0,836	0,866	0,955	0,222	0,742	0,885	0,908
Расчет	0,765	0,827	0,801	0,814	0,908	0,950	0,229	0,773	0,876	0,914
Погрешность	2,629	-4,510	-2,900	-2,679	4,626	-0,571	2,992	4,006	-1,017	0,623
ИНС	0,825	0,739	0,764	0,798	0,963	0,986	0,336	0,880	0,930	0,967
Расчет	0,793	0,770	0,761	0,760	0,964	0,949	0,330	0,910	0,951	0,936
Погрешность	-3,993	3,974	-0,454	-4,966	0,079	-3,959	-2,009	3,262	2,209	-3,291
ИНС	0,938	0,895	0,901	0,906	0,938	0,869	0,315	0,855	0,995	0,946
Расчет	0,919	0,906	0,926	0,905	0,904	0,907	0,308	0,858	0,952	0,975
Погрешность	-2,071	1,188	2,707	-0,108	-3,762	4,121	-2,170	0,252	-4,534	3,006
ИНС	0,964	0,927	0,999	0,984	0,982	0,977	0,196	0,919	0,963	0,902
Расчет	1,012	0,920	0,974	0,969	0,944	0,951	0,206	0,906	0,932	0,895
Погрешность	4,725	-0,836	-2,561	-1,537	-4,026	-2,679	4,765	-1,398	-3,295	-0,823
ИНС	0,886	0,837	0,845	0,840	0,932	0,898	0,289	0,575	0,914	0,939
Расчет	0,869	0,818	0,849	0,858	0,940	0,938	0,297	0,554	0,929	0,942
Погрешность	-2,009	-2,281	0,464	2,067	0,873	4,238	2,918	-3,822	1,622	0,240
ИНС	0,992	1,015	0,941	0,927	0,893	0,919	0,254	0,796	0,968	1,037
Расчет	0,975	0,968	0,918	0,941	0,939	0,957	0,259	0,826	0,976	1,002
Погрешность	-1,795	-4,812	-2,518	1,495	4,890	4,025	1,789	3,622	0,873	-3,505

* * *

Экспериментальная проверка функционирования комплекса на тестовых схемах подтвердила работоспособность комплекса и корректное выполнение поставленных задач.

Для обучения ИНС желательно подготавливать обучающие выборки состояний коммутирующих устройств на основе типовых режимов наблюдаемой сети. При этом необходимо обращать внимание на однозначность входных данных и выходных состояний указанной выборки. Как показано выше, допускается проводить начальное обучение ИНС на произвольных выборках, но при этом следует учитывать, что время обучения существенно зависит от начального приближения в выборках.

Дообучение ИНС вручную определено рядом причин: возможной длительностью процесса, недопустимой в период ликвидации аварии; возможностью дообучения на другом компьютере с последующим вводом результатов в рабочий компьютер.

Глубина поиска источника распределительной сети в АОГ может быть увеличена, но при этом экспоненциально растет время поиска решения, в течение которого ИНС уже находит решение.

Глава 5. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЭЭС В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

Чем дальше развивается общество, тем сильнее оно зависит от электроснабжения, что, в свою очередь, требует роста надежности электроэнергетических систем. Требование высокой надежности особенно важно на верхнем уровне напряжения к системообразующим связям. Быстрое восстановление энергосистемы после аварии стало ключевым вопросом в ее управлении.

5.1. Проблемы при восстановлении ЭЭС

Чтобы уменьшить экономические и социальные потери нарушения режима, большинство электрических компаний определяет руководящие принципы и операционные процедуры восстановления электроснабжения. Они содержат последовательные шаги, которым должен следовать оператор, чтобы максимально быстро и в полном составе восстановить электроснабжение потребителей. Однако напряженные условия при ликвидации аварий и то, что руководящие принципы базируются на регламентированных состояниях системы, которые в реальных условиях могут существенно отличаться, уменьшают вероятность успеха таких попыток. Результатом могут быть недопустимые нагрузки и уровни напряжения или действия выключателей от систем защиты и автоматики (РЗА). Это одна из основных причин неудачных попыток восстановления.

Планирование восстановления энергосистемы является комбинационной проблемой. Решение ее требует обширных знаний. Кроме того, проблема включает множество ограничений и условий, по которым необходимы оценки операторов, что дополнительно усложняет ее комплексное решение. Пока не созданы программно-технические комплексы, способные решить проблему со скоростью, достаточной для практического применения, такими традиционными методами, как алгоритмы оптимизации.

В последние годы разработано множество подходов, в которых предлагаются новые методы восстановления, альтернативные к обычно используемым процедурам [33]. К ним относятся разработки по применению экспертных систем в проблеме восстановления энергосистемы. Несмотря на то, что были получены многообещающие результаты, большинство систем все еще ограничивается стадией разработки опытного образца. Другим направлением является использование ИНС для восстановления энергосистем. Как выше

упоминалось, использование ИНС в восстановлении уже было предметом исследования в малых распределительных системах. Такой подход оказался быстрым и надежным для указанных систем и может быть полезным также для больших и сложных ЭЭС.

Для определения места проблемы в текущих режимах ЭЭС рассмотрим классификацию последних.

Различают *нормальный* (его разновидность – *оптимальный*) режим, когда все значения параметров системы (частоты, напряжения в узлах, потоков мощности по связям и трансформаторам) находятся в пределах, допустимых для длительной работы по критериям качества электроэнергии, и потребители обеспечены электроэнергией. В оптимальном режиме, кроме того, минимизируются те или иные показатели режима по заданным критериям оптимальности.

Утяжеленный режим возникает из нормального, если некоторые параметры достигают значений, допустимых в течение ограниченного времени.

Аварийный режим связан с тем, что некоторые параметры принимают недопустимое значение. К ним относятся:

– отклонение частоты за диапазон 50.0 ± 0.05 Гц в нормальных режимах и 50.0 ± 0.2 Гц для отклонений не более 15 мин. В послеаварийных режимах ± 0.2 Гц нормально допустимое, а ± 0.4 Гц предельно допустимое отклонение, но не более 72 мин. в сутки;

– отклонение напряжения ниже $0.805 U_{ном.}$ в нормальном и $0.77 U_{ном.}$ в послеаварийном режимах или выше $1.2-1.05 U_{ном.}$ (большее значение относится к более низким напряжениям);

– недопустимая перегрузка оборудования по сечениям;

– асинхронный режим;

– синхронные качания;

– отказы элементов основной сети (генераторов, трансформаторов, линий, шин, выключателей, собственных нужд электростанций).

После принятия мер по устранению аварийного режима система переходит в *послеаварийный* режим, который, в свою очередь, может быть как нормальным, так и утяжеленным. При последнем необходимы меры по быстрому переходу к нормальному режиму.

Как и в нормальных, управление в аварийных режимах обеспечивается взаимодействием диспетчерского персонала различных уровней. Но здесь существует противоречие между стремлением предоставить самостоятельность подчиненному персоналу для уско-

рения ликвидации ненормального режима в условиях ограниченности информации и необходимостью ограничить ее, когда такие действия могут привести к развитию аварии.

К операциям в аварийных режимах относятся: восстановление генерирующих мощностей, обеспечение электроэнергией подстанции, подключение трансформаторов и связей, подача питания на нагрузки, объединение районов и узлов системы, ввод в действие распределительных сетей.

При выполнении операций восстановления системы решаются задачи: определения управляющих воздействий по обеспечению динамической и статической устойчивости режима с учетом параметров РЗА, оценки его допустимости и выбора схемы системы при ограничениях, связанных с аварией [3, 22]. Входными данными такой задачи являются: измеренные значения параметров доаварийного режима, расчетные и измеряемые значения параметров послеаварийного режима, параметры элементов схемы системы, характеристики устройств управляющих воздействий и РЗА, ограничения, вызванные аварией. Результатом является определение перечисленных взаимосвязей и выработка советов диспетчерам разных уровней в послеаварийном режиме в темпе процесса его ликвидации с учетом меняющейся обстановки. Временные характеристики процессов и операций, связанных с нарушениями режимов, в том числе, приводящими к каскадным авариям, даны на рис. 5.1.



Рис. 5.1. Временные масштабы процессов и операций, связанных с нарушениями режима.

В работе J. Shinohara and al [40] основой восстановления служит база знаний, построенная на моделировании действий оператора. Здесь хорошо рассмотрены приемы восстановления в своей последовательности (рис. 5.2).



Рис. 5.2. Последовательность восстановления аварии.

1) *Распознавание конфигурации системы сразу после аварии.* При аварии в ЭЭС отключаются выключатели, и объект, на котором она произошла, полностью или частично отделяется от неповрежденной части системы. Кроме того, регион, питавшийся только через поврежденный объект, будет полностью отключен. Дальнейшие действия операции восстановления проводятся так, чтобы конфигурация системы обеспечивала электроснабжение потребителей. Здесь выключатели приемной стороны находятся, в основном, в положении «включено», в то время как выключатели питающей стороны – в положении «отключено». Группа объектов с выключателями в положении «включено» называется блоком, а выключатели между блоками, находящиеся в состоянии «отключено», – контактными точками. На первой стадии восстановления часть системы без питания определяется как аварийная, а часть системы под напряжением

ем – как нормальная. Для действий в системе должны быть также распознаны блоки.

2) *Поиск маршрута восстановления.* Выполняется поиск маршрута восстановления к части системы, отделившейся от перегруженной части, к незагруженным генераторам и потребителям, которые остались без электроснабжения. Следующие четыре пункта определяют основные руководящие принципы восстановления:

- Восстановиться как можно ближе к первоначальной схеме.
- Запустить генераторы, участвующие в восстановлении.
- Загрузить по допустимому максимуму восстановленные источники и подключить по возможному максимуму потребителей.
- Выполнить восстановление с минимумом операций.

Здесь статус связей системы до аварии называют первоначальным маршрутом, а послеаварийное состояние – маршрутом обхода точки аварии.

Примеры знаний, требуемых от операторов для осуществления приведенных руководящих принципов, следующие:

- Если нет аварийного объекта по первоначальному маршруту, использовать для восстановления первоначальную схему (минимум переключений).
- Если существует несколько путей обхода точки аварии, то делать приоритетным маршрут с наименьшим количеством контактных точек (тот же минимум переключений).
- Отдавать приоритет маршруту с контактной точкой на более высоком уровне напряжения для связи с частью системы в нормальном состоянии (подключается большая область).
- Выбирать маршрут с наименьшим перепадом напряжения относительно системы в нормальном состоянии.
- Давать приоритет маршруту с более коротким электрическим расстоянием (меньший импеданс).
- Маршрут с большей располагаемой мощностью считается приоритетным.

3) *Планируемые связи.* Временные генерация и значения нагрузки, формируемые в течение поиска маршрута восстановления, рассматриваются с учетом баланса генерации / потребления системы. Здесь это названо планируемыми связями. Это действие создает гипотетическую систему в предположении, что связи сделаны с учетом приоритетов среди всех маршрутов, включающих генератор, нагрузку и маршруты восстановления.

4) *Проверка по перегрузкам.* Расчет перетоков мощности для гипотетической системы проводится после выбора запланированных связей. Если возможна перегрузка, принимаются контрмеры проверкой в следующем порядке:

а) действия против перегрузки уточнением загрузки генератора. Например, когда критическая система расположена за объектом с возможной перегрузкой, а увеличение генерации возможно до объекта. В этом случае следует убедиться, что увеличение генерации не будет вызывать перегрузку в других объектах, кроме планируемых объектов с допустимыми уровнями;

б) системные переключения. Важно, чтобы выключатели (включенный и выключенный) во время системных переключений принадлежали к одному классу напряжения. Целью операций является контактная точка. Следует отдавать приоритет выключателям, расположенным в пределах одной и той же подстанции.

5) *Пересмотр маршрута восстановления.* Когда в гипотетической системе будут выполнены изменения, предпринятые против перегрузки, возможен пересмотр маршрута восстановления для генераторов или нагрузок. В этом случае статус после переключений (разделение блоков) принимается как основной, а поиск маршрута восстановления повторяется снова: определяются планируемые связи, предпринимаются действия против перегрузок и формируется целевая система после восстановления.

б) *Подготовка процедур восстановления.* Процедуры восстановления выполняются до получения целевой системы, основанной на текущей послеаварийной системе. Ниже приводятся примеры необходимых знаний:

- знание производства процедур. Должны быть обеспечены параллельные действия для двух выключателей одновременно. Однако операции, проводимые в пределах одной и той же подстанции и операции по идентичным маршрутам восстановления, должны быть определены для каждого выключателя;

- производство процедур восстановления источников питания. Восстановление генераторов выполняется в порядке снижения приоритета. Когда нагрузка, предназначенная для восстановления, включена в блоке, расположенном по маршруту восстановления, то в момент ее включения возникнет транзит мощности к нагрузке. Выходная мощность восстановленного генератора должна быть определена в соответствии с его пусковыми характеристиками;

- производство процедур восстановления нагрузки. Восстановление нагрузки выполняется в порядке приоритета восстановления. Передача мощности к нагрузке проводится в пределах допустимой нагрузочной способности источника.

К недостаткам предложенного метода восстановления относятся время реакции комплекса на нарушения, определяемое минутами и даже десятками минут, а также необходимость подготовки такой реакции в доаварийном режиме, когда неизвестно, какой именно объект вызовет нарушение.

Интересное предложение представлено в работе A.S. Bretas и A.G. Phadke [34]. Авторы рассматривают островной принцип восстановления. Отдельный регион восстановления (остров) выбирается на основе сбалансированного по мощности электроэнергетического узла, для которого собственная система восстановления на базе ИНС предлагает план восстановления узла. Затем восстановленные узлы объединяются на параллельную работу. При этом сокращается объем перерабатываемой информации, и могут использоваться (после доработки) «советчики», применяемые для восстановления распределительных сетей.

Предлагаемая схема восстановления включает несколько островных схем восстановления (ОСВ). Каждая ОСВ ответственна за разработку плана восстановления островов в послеаварийном режиме. Количество ОСВ определяется вне реального режима и зависит от регионального баланса нагрузка-генерация. Разделение системы на острова – обычный прием в больших ЭЭС, где параллельное восстановление более эффективно и желательно. Чтобы создать острова, используется стратегия «все отключено», когда все выключатели схемы системы разомкнуты. Для восстановления области, в которой произошла серьезная авария, каждая ОСВ разрабатывает местные планы восстановления, составленные из последовательности переключений выключателей схемы и прогноза восстанавливаемой нагрузки.

Каждая ОСВ составлена из двух ИНС и программы последовательности переключения (ППП). Первая ИНС каждой ОСВ ответственна за прогноз восстанавливаемой нагрузки острова. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору предаварийной нагрузки. Вторая ИНС каждой ОСВ ответственна за определение конечной конфигурации острова и связанный с ней прогноз восстановленной нагрузки, который допустим по эксплуатационным условиям. Вход этой ИНС соответствует нормализованному вектору, по

прогнозу, разработанному первой ИНС той же ОСВ, и трех элементов, описывающих возможно недоступные линии связи (из-за отключений электричества) для использования в плане восстановления. Заключительный элемент каждой ОСВ – ППП, определяющий последовательность включения линий, которые ведут к заключительной конфигурации, выбранной второй ИНС. Входной вектор ППП составлен из последней конфигурации восстановления острова, произведенной второй ИНС ОСВ, и базы данных последовательности подключения. База данных каждой ОСВ составлена из последовательностей включения линий, соединяющих генераторы острова с нагрузками. Функциональная блок-схема ОСВ приведена на рис. 1.3 (с. 13), где на ее основе иллюстрировался подход к восстановлению схем электроснабжения с помощью ИНС.

Предложенная схема восстановления представит план восстановления оператору–диспетчеру сразу после возникновения аварийного режима области. Оператор ЭЭС применяет стратегию выключателей «все отключено» через EMS/SCADA или региональные диспетчерские центры, пока план не будет осуществлен. План восстановления, разработанный в соответствии с предложенной схемой, будет включать последовательность подключения связей и значения восстанавливаемых нагрузок для всех островов. Заключительным шагом полного восстановления является включение линий связи между островами, которое проводится под ответственность диспетчера системы. Линии связи должны быть включены, когда все острова восстановлены и находятся в устойчивом режиме.

Время реакции на нарушение здесь существенно меньше, чем в предыдущем методе. Недостатком этого метода является необходимость в доаварийном режиме разбить систему на острова, сбалансированные по генерации / потреблению, при непредсказуемости объекта с нарушением.

5.2. Примеры развития некоторых крупных аварий

Североамериканско-Канадское погашение 14 августа 2003 г.

Нарушения в программном обеспечении ОИК не позволили вовремя заметить проблемы с ростом потребления реактивной энергии. На станции Eastlake из-за перевозбуждения отключается регулятор напряжения блока 5. Попытка восстановить автоматическую регулировку возбуждения (АРВ) привела к отключению генератора. В 15:05 из-за нахлеста дерева отключается линия 345 кВ, загруженная до 44% номинала. В 15:32 по этой же причине отключается дру-

гая линия 345 кВ, загруженная до 88% номинала. Далее последовало каскадное отключение линий. Из-за проблем с ОИК на диспетчерском центре предпринимаемые действия проводились без достаточной информации. Следующая линия 345 кВ была отключена в 16:06 зоной 3 защиты по перегрузке активным и реактивным током при понижении напряжения. Затем последовали отключения многих других линий зонами 3 или даже 2. К 16:10 мощность между США и Канадой изменила направление. Из-за перегрузки недопустимо снизилось напряжение и последовало каскадное отключение нескольких сотен линий и генераторов. В результате аварии отключилось более 400 линий и 531 блок на 261 электростанции. Потеряно примерно 63 ГВт мощности, или 11% нагрузки [47].

Шведско-Датское погашение 23 сентября 2003 г.

Система была умеренно загружена, но две межсистемные линии 400 кВ и связь СВН постоянного тока выведены в плановый ремонт. В южной Швеции из-за проблем с паровым клапаном отключается блок АЭС 1200 МВт. Увеличивается переток с Севера. Через 5 мин. из-за отказа разъединителя была выведена из работы двойная система шин примерно в 300 км от блока. Отключились два блока АЭС по 900 МВт и множество линий. В течение секунд выделившаяся система региона южной Швеции и восточной Дании разрушилась по напряжению и частоте. Потеряно 4700 МВт в Швеции и 1850 МВт в Дании [47].

Погашение в Италии 28 сентября 2003 г.

Дуга на дерево вызвала отключение межсистемной связи между Италией и Швейцарией. Из-за большой загрузки связи и расхождения угла АПВ неуспешно. Перегрузка параллельной линии 380 кВ привела к ее отключению. Последовавшие каскадные отключения привели к потере синхронизма с Европой. Отключились связи с Францией и Австрией. Перегрузилась и отключилась связь со Словенией. Дефицит составил 6400 МВт. Частота в Итальянской системе начала снижаться, и она полностью погасла [53].

Московская авария 24 мая 2005 г.

23.05.05 г. из-за старения оборудования (выключателя) на подстанции «Чагино» отключился один из автотрансформаторов, связанное с ним оборудование было выведено в ремонт [18].

24.05.05 г. аналогичное повреждение на другом выключателе обесточило две секции шин 110 кВ и одну систему шин 500 кВ. Через 20 мин. из-за короткого замыкания (к.з.) на секции шин 220 кВ отгорело крепление шлейфа, произошло отключение шин 220 кВ, и

подстанция была полностью обесточена. Далее произошло каскадное отключение ряда линий и генераторов по перегрузке, а также по недопустимому снижению напряжений в Московской и четырех прилегающих энергосистемах. Развитие аварии было остановлено через 15 ч. Восстановление системы до планового уровня потребления потребовало еще 14 ч. и закончилось 26.05.05 г. Потеряно 3540 МВт.

Причиной развития аварии на подстанции, прежде всего, явился значительный износ оборудования, в частности, разрушались старые трансформаторы тока, вызывая к.з. и пожар. Разлетающиеся осколки фарфора повреждали другие элементы открытого распределительного устройства (ОРУ). Причиной к.з. на шинах 220 кВ, по-видимому, были действия, связанные с ликвидацией пожара на шинах 110 кВ. Последнее к.з. вызвало прожег магистрального воздухопровода, что усугубило аварию.

Авария в Коми ЭЭС 20 февраля 1994 г.

На Печорской ГРЭС работали три энергоблока. В 3:05 отключилась линия связи Печора – Инта. Для поддержания баланса активной мощности противоаварийной автоматикой был отключен один из блоков Печорской ГРЭС. В отделившихся Воркутинском и Интинском узлах произошло снижение частоты до 48.1 Гц. Сработала автоматика разгрузки по частоте, ограничивая потребление. При обратном включении блока на ГРЭС из-за неправильной синхронизации возник асинхронный режим на связи Печора – Ухта, и она отключилась, отделив Печорский узел от Юга Коми ЭЭС. В связи с разбалансом активной мощности в Южном узле сработала автоматика разгрузки по частоте, ограничивая потребление, и отделилась Архангельская энергосистема. Из-за избыточной мощности в Печорском энергоузле (частота в узле поднялась до 51.6 Гц) отключился второй энергоблок ГРЭС. При повторной неудачной синхронизации первого блока отключился и третий блок ГРЭС. Станция потеряла собственные нужды и связь с диспетчером ЭЭС. Через 10 мин. был запущен резервный источник (газовая турбина), но восстановление двух блоков и связи с Югом Коми ЭЭС потребовало 4 ч. 51 мин. И только через 6 ч. 18 мин., после ремонта линии связи с Интой, была восстановлена связь с Севером энергосистемы. Потеряно 365 МВт генерирующей мощности, что составляет более трети суммарной мощности системы. Каскадность аварии вызвана неправильными действиями персонала ГРЭС (попыткой включить блок

без синхронизации), а также слабыми связями между узлами Коми энергосистемы.

Одной из причин развития известной аварии в Нью-Йорке 1965 г. явилось отсутствие резервного питания на клапанах газовых турбин [11].

Систематизированное сравнение перечисленных аварий приведено в табл. 5.1.

5.3. Деление при системной аварии

Как отмечалось выше, на первом этапе при системной аварии необходимо найти приемлемое деление ЭЭС на острова. Интересный подход к решению этой проблемы базируется на группировке генераторов по индексу их когерентности* в «острова» (сбалансированные по генерации-потреблению и работающие изолированно территориальные подсистемы [19]) с использованием минимальных сечений сети для выделения островов [57, 62]. Здесь под когерентными колебаниями понимаются собственные колебания между узлами в системе, определяемые моделью параллельной работы эквивалентного синхронного генератора с эквивалентным асинхронным двигателем и связанные с колебаниями контура с током относительно внешнего магнитного поля. Такие колебания выявляются в модели системы при решении уравнений электрической машины, скорректированных законами механики [21, 54]. Собственные частоты, вызванные такими колебаниями, лежат в диапазоне до единиц Гц, что позволяет отделить их от колебаний, близких к промышленной частоте. Рассматриваемые колебания хорошо иллюстрируются передачей вращающего момента через пружинную муфту (рис. 5.3), но сам процесс значительно сложнее. Обычно на этом этапе стремятся сохранить работающие генераторы, а обеспечение нагрузки представляется вторичным.

Развитие технологических нарушений в системную аварию можно отобразить следующим алгоритмом (рис. 5.4) [47], из которого видно, что начало решения задачи по управляемому делению определяется «начальными событиями», а результат решения должен противодействовать переходу режима в «зону необратимых последствий».

* Когерентность – согласованное протекание во времени нескольких колебательных процессов, фазовый сдвиг между которыми постоянен.

Таблица 5.1

Анализ примеров возникновения и развития рассмотренных системных аварий

Авария	Предрасположение (старение, ошибки персонала и т.п.)	Первое нарушение	Меры противодействия	Последующие события	Причины развития аварий
Североамериканско-Канадское погашение 14 августа 2003 г.	Отказ ОИК, недостаточность информации о росте потребления реактивной мощности	Отключение генератора по перевозбуждению	Попытка его восстановления неудачна из-за перегрузки	В течение получаса два нахлеста деревьев на связи 345 кВ, каскадное отключение связей и генераторов	Недостаточность информации и наложение отказов
Шведско-Датское погашение 23 сентября 2003 г.	Старение оборудования	Отключение блока АЭС 1200 МВт	Попытка снижения перетока с Севера Швеции	Через 5 мин. авария на разъединителе в 300 км от блока привела к отключению двойной системы шин, начались каскадные отключения	Наложение нарушений за короткий срок и быстрый развал систем.
Погашение в Италии 28 сентября 2003 г.	Большая нагрузка на межсистемные связи	Дуга на дерево, из-за перегрузки линии отказ АПВ	Меры не приняты в связи с быстрым протеканием нарушения	Перегрузка параллельной связи, ее отключение, каскадное отключение связей и генераторов	Не соблюдены режимные требования, отсутствие резерва
Московская авария 24 мая 2005 г.	Значительный износ оборудования	Пожар на ТФНД-110	Пожаротушение	По-видимому, из-за принятых по первому нарушению мер к.з. и отключение шин 220 кВ, каскадное отключение связей и генераторов	Износ и неадекватность мер ликвидации аварии
Авария в Коми ЭЭС 20 февраля 1994 г.	Недостаточная подготовка персонала	Отключение связи Печора – Инта и связанное с ним отключение блока ГРЭС	Попытка включения блока без синхронизации	Из-за асинхронного режима отключение связи Печора – Ухта, а затем и Микунь – Котлас. Ограничения нагрузки в Северном и Южном узлах ЭЭС. Полное погашение Печорского энергоузла.	Неправильные действия оперативного персонала ГРЭС и слабые связи узлов энергосистемы

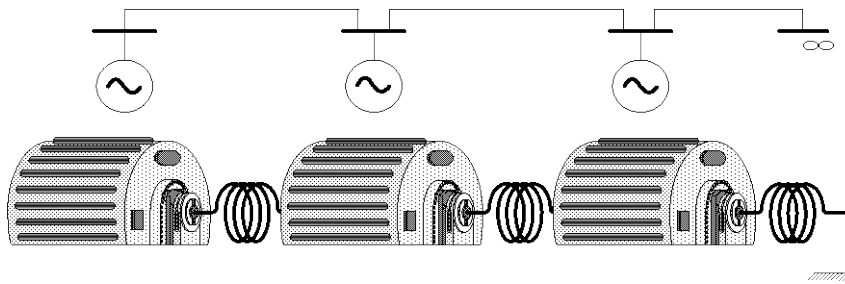


Рис 5.3. Иллюстрация к проявлению когерентности.

Основой противодействия каскадным авариям должен стать программный комплекс, работающий с оперативно-информационным комплексом диспетчерской службы и решающий четыре основные проблемы:

1. По информации о технологическом нарушении следует подготовить возможные варианты деления системы на острова с примерным балансом по активной и реактивной мощностям при учете пропускных способностей связей и возможных резервов мощности. Здесь следует определить условия и правила такого деления при слабой предсказуемости причины, вызвавшей аварию, и элементов ЭЭС, участвующих в ней.

2. Выбрать возможные схемы соединений в островах с учетом режимных ограничений и категорий надежности электроснабжения потребителей. При этом, как уже отмечалось, главное – сохранение в работе генераторов с учетом их режимных ограничений.

3. Подготовить план восстановления электроснабжения в островах с учетом ввода резервов генерации.

4. Предложить порядок синхронизации островов при минимизации переходных электромеханических процессов. Как и в первой проблеме, здесь также необходимо определить условия и правила такого объединения.

Аппаратом выработки советов по указанным этапам предполагается «советчик диспетчера», составной частью которого является ИНС.

Наиболее приемлема по первой задаче модернизация метода группировки генераторов по индексу когерентности. Применение ИНС совместно с элементами теории графов должно упростить аппарат поиска таких групп для определения островов.

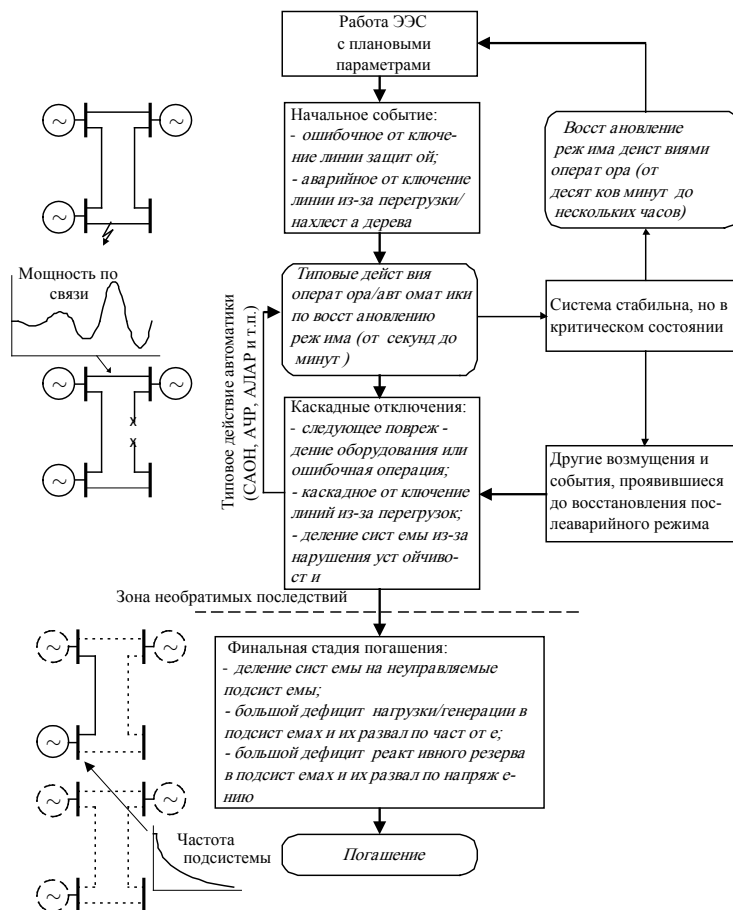


Рис. 5.4. Основная последовательность событий развития системных аварий.

Слабая связь формирует наилучшие режимные условия для деления, основанного на группировке по медленной когерентности. Когда происходит авария, на шкале времени переходных процессов должны быть выделены медленные динамические процессы, которые могут довольно быстро привести к развитию аварии при отсутствии деления по слабым связям. Медленные динамические процессы, главным образом, остаются постоянными или плавно изменяются на линиях связи между зонами. Во многих больших ЭЭС всегда существуют группы сильно связанных блоков со слабыми связями между разными группами. Однако слабые связи после длительного

интервала времени, определяемого инерциями участвующих объектов, могут перейти в сильные связи с существенным влиянием. Когда происходит крупная авария, следует обязательно отключить слабые связи до того, как медленное взаимодействие становится существенным. Таким образом, медленная когерентность – фактически физическое проявление слабой связи, которое является характеристикой электрической сети, а наибольший индекс когерентности – признак такого проявления. С другой стороны, малое значение индекса – признак сбалансированности зоны по мощности.

Предлагаемый в [13] аппарат выявления индексов когерентности довольно сложен. Однако использование современных информационных технологий позволит упростить их определение.

В настоящее время наибольшая ясность существует со вторым этапом, который может быть обеспечен программным комплексом восстановления электроснабжения [27, 55]. На этом этапе ИНС предлагает возможную схему восстановления системы с учетом ограничений по связям (возможность коммутаций, ограничения по перетокам мощностей и токов). Допустимость режимов может быть определена специализированным блоком или программой типа «Rastr». В отличие от расчета в [27] здесь необходимо учитывать ограничения по генерации, что решается в рамках упомянутой программы дополнительными ограничениями в балансе мощности по режиму работы генераторов острова, т.е. генерируемые мощности также становятся переменными. Приоритетные условия подключения нагрузки, учитываемые в комплексе для распределительной сети, оказываются еще более важными в смысле их назначения и в зависимости от ситуации могут менять значения, т.е. приоритет здесь динамический. Изменение приоритета определяется текущим режимом и выполняется по заданным условиям.

Третья задача по существу примыкает ко второй при учете временных ограничений на ввод резервов.

В четвертой, наряду с условиями баланса по активной и реактивной мощности, необходимо учитывать также следующие моменты [37]:

- электромеханические переходные процессы, связанные с ними допустимые колебания частоты и оценка возможности самовозбуждения при малых нагрузках генераторов;
- электромагнитные переходные процессы и связанные с ними перенапряжения и резонансы при коммутации оборудования.

Поэтому в общем случае с помощью программы типа «Мустанг» определяется допустимость режима для выбранной схемы с учетом динамической и статической устойчивости системы, необходимые управляющие воздействия по поддержанию устойчивости, и при отрицательном результате вырабатывается вектор обобщенной ошибки, указывающий ИНС направления изменения схемы. Такой итерационный процесс повторяется до нахождения решения, приемлемого по послеаварийным условиям. Полученная схема с режимными параметрами предлагается диспетчеру. По мере восстановления схемы изменяющиеся условия вводятся в «советчик диспетчера», и он корректирует схему в сторону восстановления режима энергосистемы.

С другой стороны, деление по индексу когерентности уже учитывает плавность переходных процессов, связанных с коммутацией в ЭЭС [40]. Поэтому в указанных условиях дополнительного контроля не нужно.

Необходимо отметить, что здесь приведены основные позиции по восстановлению ЭЭС после крупной аварии ее с частичным или полным погашением. Сложность решения проблемы успешного восстановления ЭЭС после каскадных аварий требует поэтапного подхода. Первоначальной задачей исследований является перевод имеющихся и получение новых знаний по применению ИНС для восстановления ЭЭС в конкретные алгоритмы и программную среду на примере конкретного объекта. Конечная задача – разработка методики построения программных блоков комплекса «советчик диспетчера» для восстановления региональных ЭЭС после каскадных аварий.

5.4. Поиск схемы восстановления ЭЭС

Как отмечалось в разд. 5.3, для поиска схемы восстановления ЭЭС после крупной системной аварии можно использовать программный комплекс восстановления электроснабжения, введя в алгоритм формирования ОВО условия, определяемые требованиями при восстановлении ЭСС. К ним относятся:

- важность подключаемого узла, определяемая его функцией (генерация, нагрузка), топологией схемы безмасштабной сети, категоричностью нагрузки;
- наличие генерирующих мощностей при обеспечении технического минимума их загрузки и учете времени их ввода;

– дополнительные режимные условия по перенапряжениям при коммутациях и синхронизации восстанавливаемых островов.

При определении важности подключаемого узла кроме традиционной категории надежности электроснабжения следует учитывать топологические свойства схемы. Обычно считалось, что сложные сети полностью случайны, т.е. у большинства узлов примерно одинаковое количество связей, подчиняющееся колоколообразному распределению Пуассона, или вероятность того, что узел связан с k другими узлами, уменьшается по экспоненте с ростом k . Исследуя организацию Web-сетей, А.Л. Барабаши с коллегами установил свойство сети – вероятность того, что узел связан с k другими узлами, пропорционален $1/k^n$, причем значение n примерно равно 2. Это постоянство n и привело к тому, что такие сети стали называть безмасштабными (scale-free networks) [2]. В отличие от случайных сетей безмасштабные более устойчивы к случайным отказам, причина устойчивости которых в неоднородности топологии сети. Случайный отказ связи наиболее вероятен у малых узлов, близких к тупиковым, поскольку их множество гораздо больше, чем концентраторов – узлов, объединяющих значительное количество связей. Зато отказ концентратора приводит к серьезным потерям в сети. Важность узла в такой сети определяется выражениями [42]:

$$\begin{cases} \alpha_i = 1/(n_i \cdot l_i) \\ l_i = \frac{\sum_{i,j \in V_i} d_{\min,ij}}{n_i(n_i - 1)/2} \end{cases}$$

где n_i – общее количество узлов в сети без i -го узла; l_i – среднее из наикратчайших расстояний в новой сети без i -го узла; $d_{\min,ij}$ – наикратчайшее расстояние между узлом i и узлом j , обозначенное номерами ветвей; V_i – набор, состоящий из всех узлов в новой сети без i -го узла. Из формулы очевидно, что преобразование не имеет смысла для одного узла ($n=1$). Для узла с большим количеством подключенных ветвей более вероятна большая важность, потому что его сокращение значительно уменьшит число узлов. Во-вторых, узел в узком месте может иметь большее значение важности α_i . Этот вид узла необходим в кратчайшей части многих узловых пар так, чтобы среднее кратчайшее расстояние l_i было существенно уменьшено после сокращения узла.

Для наглядности приводится пример из [42] по определению конфигурационного коэффициента важности узла α_i . Исходная схема (рис.5.5 (a)) преобразуется в схему (b) при определении коэффициентов для промежуточных узлов №9...№12 (расстояния даны для узла №12) и в схему (c) для тупиковых узлов №1...№8 (расстояния даны для узла №8). Результаты приведены в табл. 5.2.

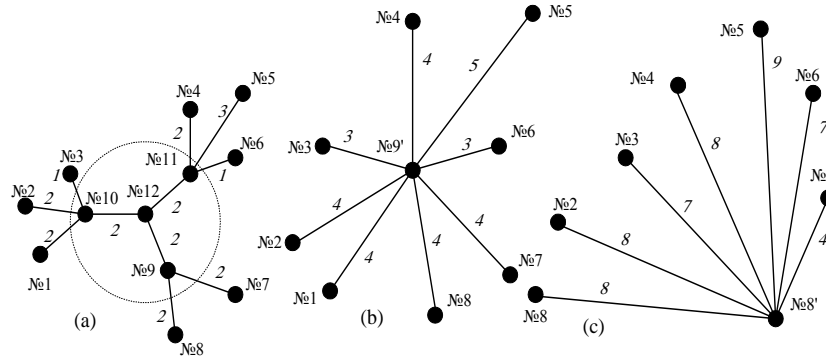


Рис. 5.5. Определение коэффициента важности узла α_i

Таблица 5.2

Конфигурационные коэффициенты важности узлов

Узлы i	Узлы j ($d_{\min,ij}$)								Σ	n	l_i	α_i
	1	2	3	4	5	6	7	8				
1		4	+3	+8	+9	+7	+8	+8	=44	8	1.571	0.0796
2	4		+3	+8	+9	+7	+8	+8	=44		1.571	0.0796
3	3	+3		+7	+8	+6	+7	+7	=41		1.464	0.0854
4	8	+8	+7		+5	+3	+8	+8	=47		1.679	0.0744
5	9	+9	+8	+5		+4	+9	+9	=53		1.893	0.0660
6	7	+7	+6	+3	+4		+7	+7	=41		1.464	0.0854
7	8	+8	+7	+8	+9	+7		+4	=51		1.821	0.0686
8	8	+8	+7	+8	+9	+7	+4		=51		1.821	0.0686
9	6	+6	+5	+6	+7	+5	+2	+2	=39	9	1.08	0.103
10	2	+2	+1	+6	+7	+5	+6	+6	=35		0.972	0.114
11	6	+6	+5	+2	+3	+1	+6	+6	=35		0.972	0.114
12	4	+4	+3	+4	+5	+3	+4	+4	=31		0.861	0.129

При определении важности узлов нагрузки системы сначала рассчитываются конфигурационные коэффициенты α_i . Далее приоритет нагрузок определяется категорией надежности электроснабжения и при равенстве категорий корректируется по конфигурационному коэффициенту. Кроме того, для некоторых нагрузок прио-

ритет подключения увеличивается по режимным условиям (для улучшения устойчивости восстанавливаемой электрической сети или формирования некоторых стратегических путей восстановления). Спецификой определения приоритетов нагрузок для узлов системы в отличие от узлов распределительной сети является то, что такой узел может иметь определенные доли нагрузки различных категорий. В этом случае узел при распределении мощности делится на условные подузлы одной категории с определением для них соответствующего приоритета. Из рассмотренного подхода очевидно, что конфигурационная важность узла исполняет вспомогательную роль, обращая внимание эксперта по определению приоритета на (с точки зрения конфигурации сети) узлы-концентраторы и определяя порядок обслуживания узлов при прочих равных между ними условиях.

Важность узлов, источников электроэнергии, определяется следующим. Совершенно очевидно, что узлы генерации с возможностью самозапуска должны вводиться в первую очередь, потому что после полного погашения или близкого к нему режима для старта с нуля необходима мощность запуска с последующим восстановлением источников. По узлам генерации важны состояние генерирующих мощностей (горячее или холодное) и учет времени восстановления блоков генерации. Далее узлы генерации, соединяющиеся с узлами самозапуска непосредственно через относительно короткую связь, должны иметь более высокий приоритет подключения. В этих обстоятельствах аномальные процессы типа самовозбуждения генераторов, перенапряжения при включении линий под напряжение случаются редко. Таким образом, возобновление этих источников необходимо для увеличения располагаемой мощности и быстрого восстановления ЭЭС. Кроме того, обязательно учитываются время, требуемое для старта, и мощность блоков, потому что они определяют величину восстанавливаемой нагрузки и продолжительность восстановления, которое всегда является функцией времени, поэтому в моменты времени ввода генерирующих мощностей инициируется работа программного комплекса восстановления для перераспределения появившейся располагаемой мощности. Режимные условия, такие как минимально допустимая загрузка генераторов и контроль по перенапряжению при включении ненагруженных связей, проверяются в блоке расчета режимов программного комплекса (см. гл.2).

* * *

Основные виды технологических нарушений в ЭЭС, приводящие к ее частичному или полному погашению, и характерные последовательности возникновения таких процессов достаточно изучены. Существуют различные подходы к восстановлению ЭЭС после системных аварий, в том числе на основе экспертных систем, с применением искусственных нейронных сетей и использованием индекса когерентности.

Одним из направлений является разработка блока восстановления на базе ИНС в составе экспертной системы-советчика. Решение этой задачи позволяет перейти к созданию методологии построения подобных систем для региональных ЭЭС.

Использование индексов когерентности представляется наиболее перспективным приемом при делении системы на острова, но требует дальнейшего совершенствования в программной обработке информации.

Применение искусственных нейронных сетей для решения задачи восстановления ЭЭС на базе программного комплекса послеаварийного восстановления распределительных сетей возможно при учете располагаемых генерируемых мощностей и времени их ввода как переменных в задачу, решаемую ИНС.

Заключение

С ростом сложности ЭЭС растет вероятность нарушений, приводящих к ее полному или частичному погашению. Ситуация ухудшается еще и потому, что диспетчеры ликвидируют аварийные режимы под давлением дефицита времени из-за требования к сокращению перерыва в электроснабжении потребителей, стараясь учесть большое количество взаимосвязанных факторов, влияющих на правильность и время восстановления электроснабжения. Предопределенные процедуры руководства по восстановлению электроснабжения сложны и не могут охватить весь круг возможных вариантов развития аварий. В этих условиях напрашивается использование компьютеров в помощь диспетчерам на уровне советчиков диспетчера.

На первом этапе логично создание советчика диспетчера распределительных сетей. Предпосылками к тому являются более простые условия и ограничения при поиске схемы восстановления, с одной стороны, и меньшая ответственность объектов при опытной эксплуатации советчика. И только после накопления опыта по распределительным сетям можно переходить к советчику диспетчера ЭЭС.

В представленных в данной работе разделах использован именно такой подход. Подробно изложены теория, решение прикладных задач и экспериментальная проверка советчика диспетчера распределительных сетей по восстановлению электроснабжения потребителей, показаны основные подходы к созданию советчика диспетчера по ограничению развития аварии и восстановлению нормального режима ЭЭС.

Здесь лишь частично затронута проблема информационной базы для комплекса. Не рассмотрены вопросы оценки состояния ЭЭС, проверки и восстановления необходимых данных, формирования базы нагрузок в послеаварийных режимах. Для распределительных сетей принято, что нагрузки в послеаварийном режиме заданы и примерно равны нагрузкам доаварийного режима с коэффициентом утяжеления на запуск.

Несмотря на указанное, разработанный комплекс для распределительной сети показал неплохие результаты в тестовой проверке. Что касается комплекса для восстановления ЭЭС после аварии, то имеется ясность в конкретике направлений его развития и в ожидаемых результатах.

Литература

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000. – 648 с.
2. Барабаши А.Л., Бонабо Э. Безмасштабные сети // В мире науки, 2003, № 8. – С.54-63.
3. Баринов В.А., Совалов С.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
4. Богатырев Л.Л. Диагностика аварийных состояний электроэнергетических систем. – Свердловск: изд-во УПИ, 1983. – 80 с.
5. Евстигнеев В.А., Касьянов В.Н. Теория графов: алгоритмы обработки деревьев. – Новосибирск: ВО «Наука». Сибир. издат. фирма, 1994. – 360 с.
6. Идельчик В.И., Кононов Ю.Г., Кужев В.Х. и др. О восстановлении электроснабжения потребителей в схемах распределительных электрических сетей 6-35 кВ // Электричество, 1998, № 9. – С. 15-21.
7. Кызродев И.В. Совместное использование искусственных нейронных сетей и алгоритмов обработки графов при поиске схемы питания потребителей распределительной сети // Тезисы XIV Коми республ. молодежн. научн. конференции. Т. I. – Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2000. – С. 36-38.
8. Кызродев И.В., Успенский М.И. О сходимости решения при самообучении нейросети в процессе восстановления электроснабжения потребителей // Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2002. – С. 160-163.
9. Кызродев И.В., Успенский М.И. Самообучение искусственных нейронных сетей при восстановлении электроснабжения потребителей распределительной сети // Труды СЛИ. Т.3. – Сыктывкар: СЛИ, 2002. – С. 151-155.
10. Кызродев И.В., Успенский М.И. Совместное использование искусственных нейронных сетей и алгоритмов обработки графов при поиске схемы питания потребителей распределительной сети // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Сыктывкар, 2000. – С. 275-279.
11. Лебедев Б.П. О двух авариях в США // Энергохозяйство за рубежом, 1966, № 2. – С. 33-38.
12. Любарский Ю.Я. Интеллектуальные информационные системы. – М.: Наука, 1990. – 232 с.

13. Манов Н.А. и др. Новые информационные технологии в задачах оперативного управления электроэнергетическими системами / Н.А. Манов, Ю.Я. Чукреев, М.И. Успенский, Г.П. Шумилова, М.В. Хохлов, Н.Э. Готман, И.В. Кызродев, Т.Б. Старцева. – Екатеринбург: УрО РАН, 2002. – 205 с. (Раздел: Прототип советчика диспетчера распределительной сети ЭЭС. – С. 157-189).
14. Медведев В.С., Потемкин В.Г. Нейронные сети MATLAB 6. – М.: ДИАЛОГ-МИФИ, 2002. – 496 с.
15. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук и др. – Новосибирск: Наука. Сибир. отд., 1991. – 293 с.
16. Надежность либерализованных систем энергетики / Под ред. Н.И. Воропая, А.Д. Тевяшева. – Новосибирск: Наука, 2004. – 333 с. (Раздел: О сходимости решения при самообучении нейросети в процессе восстановления электроснабжения потребителей. – С. 270-276).
17. Нейросетевые системы управления / В.А. Терехов, Д.В. Ефимов, И.Ю. Тюкин, В.Н. Антонов. – С-Пб.: Изд-во С-Пб. университета, 1999. – 265 с.
18. Савалов С.А., Семенов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 416 с.
19. Отчет Комиссии по расследованию аварии в ЕЭС России, произошедшей 25.05.2005 / Председатель Комиссии В.К. Паули. 18.06.2005. – М., 2005. – 23 с.
20. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем: Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России». – М.: ОАО РАО «ЕЭС России», 2005. – 51с.
21. Постников И.М. Обобщенная теория и переходные процессы электрических машин. – М.: «Высш. школа», 1975. – 319 с.
22. Родюков Ф.Ф. Построение корректной математической модели большой электроэнергетической системы методами аналитической механики. – СПб., 2003. – 106 с. – [www.spbstu. Ru/public/m_v/](http://www.spbstu.ru/public/m_v/).
23. Современные проблемы надежности систем энергетики: модели, рыночные отношения, управление реконструкцией и развитием / Под ред. М.Г. Сухарева. – М.: «Нефть и газ», 2000. – 374 с. (Раздел: Использование искусственных нейронных сетей при поиске схемы восстановления электроснабжения. – С. 161-167).

24. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна. – Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
25. Успенский М.И., Кызродев И.В. Алгоритм обработки графа схемы при восстановлении питания потребителей электрической сети // Труды СЛИ. Т.3. – Сыктывкар: СЛИ, 2002. – С. 212-216.
26. Успенский М.И., Кызродев И.В. Восстановление питания потребителей в распределительной сети на основе искусственных нейронных сетей // Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2000. – С. 352-354.
27. Успенский М.И., Кызродев В.И. Комплексный метод восстановления схемы электроснабжения потребителей распределительной сети // Электричество, 2002, № 12. – С. 36-40.
28. Успенский М.И., Кирушев С.А., Кызродев И.В. Оценка перетоков мощности на отходящих фидерах при отсутствии телеизмерений перетоков // Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2006. – С. 15-19.
29. Успенский М.И., Кызродев И.В. Программная часть системы поиска схемы восстановления электроснабжения потребителей // Информ. технологии в электротехнике и электроэнергетике. – Чебоксары: Изд-во Чуваш. ун-та, 2004. – С. 222-225.
30. Успенский М.И., Кызродев И.В. Система поиска схемы восстановления электроснабжения потребителей // Управление электроэнергетическими системами – новые технологии и рынок. – Сыктывкар: Изд-во Коми НЦ УрО РАН, 2004. – С. 152-158.
31. Успенский М.И., Старцева Т.Б., Шумилова Г.П. Компьютеризация управления режимами на подстанциях. – Сыктывкар: изд-во Коми НЦ УрО РАН, 1996.– 80 с.
32. Фокин Ю.А., Хозяинов М.А. Об одном из способов решения корректирующих переключений в послеаварийных режимах // Надежность при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем. – Иркутск, 1989. – С. 149-155.
33. Adibi M.M. System Restoration: Methodologies & Implementation Strategies / Wiley-IEEE Press, 2000. – 690 p.
34. Bretas A. S., Phadke A. G. Artificial Neural Networks in Power System Restoration // IEEE Trans. on PWRS.– 1996.–Vol. 11.– No. 1. – P. 383-389.

35. Bretas A. S., Phadke A. G. Artificial Neural Networks in Power System Restoration // IEEE Trans. on PWRD. – 2003. – Vol. 18. – No 4.– P. 1181-1191.
36. Costa S. A., Lourenco E.M., Clements K.A. Power System Topological Observability Analysis Including Switching Branches // IEEE Trans. on PWRS. – 2002. – Vol. 17. – No 2. – P. 250-256.
37. Gomes P., Siqueira de Lima C., de Padua Guarini A. Guidelines for Power System Restoration in Brazilian System // IEEE Trans. on PWRS.– 2004.–Vol. 19.– No. 2. – P. 1159-1164
38. Islam S., Chowdhury N. Case-based Windows Graphic Package for the Education and Training of Power System Restoration // IEEE Trans. on PWRS. – 2001. – Vol. 16. – No 2. – P.181-187.
39. Hsu Y.Y., Huang H.V. Distribution system service restoration using the artificial neural network approach and pattern recognition method // IEE Proc. on GTD. – 1995. – Vol. 142.– No 3. – P.251-256.
40. Knowledge-Based Behavior Interface: Its Application to Power Network Restoration Support System / J. Shinohara, I. Kozakai, M. Kunugi, J. Nagata, H. Saito// IEEE Trans. on PWRD.–2003.–Vol. 18.– No. 4. – P. 1181-1186
41. Liu L., Liu W.,Cartes D.A., Chung I-Y. Slow coherency and angle modulated particle swarm optimization based islanding of large-scale power systems // Advanced Engineering Informatics. –2009.– No. 23. – P.45-56.
42. Liu Y., Gu X. Skeleton-network reconfiguration based on topological characteristics of scale-free networks and discrete particle swarm optimization // IEEE trans. on PWRS.– 2007.– Vol. 22.– No 3.– P.1267-1274.
43. Lourenco E.M., Clements K.A., Costa A. S. Geometrically-based Hypothesis Testing for Topology Error Identification // Proceed. of 14th PWRS. Comput. Conf. June 2002. – Seville, Spain, 2002.
44. Lourenco E. M., Costa A. S., Clements K. A. Bayesian-based Hypothesis Testing for Topology Error Identification in Generalized State Estimation // IEEE Trans. on PWRS. – 2004. – Vol. 19. – No 2. – P. 1206-1215.
45. Multi-tier Service Restoration through Network Reconfiguration and Capacitor Control for Large-scale Radial Distribution Networks / Karen Nan Miu, Hsiao-Dong Chiang, McNulty R.J. // IEEE Trans. on PWRS. – 2000. – Vol. 15. – No 3 – P. 1001-1007.

46. Popovic D.S., Ciris R.M. A Multi-objective Algorithm for Distribution Network Restoration // IEEE Trans. on PWRD. – 1999. – Vol. 14. – N3. – P. 1134-1141.
47. Pourbeik P., Kundur P.S., Taylor C.W. The Anatomy of a Power Grid Blackout// IEEE power & energy magazine.– 2006.– September/October. – P. 22-29.
48. Rumelhart D.E., Hinton G.E., Williams R.J. Learning Integral Representations by Error Propagation // Parallel Distributed Processing. – 1986. – Vol. 1. – No 8. – P. 318-362.
49. Sakaguchi T., Matsumoto K. Development of Knowledge-base System for Power System Restoration // IEEE Trans. on PAS. – 1983. – Vol. 102. – No 2. – P. 320-329.
50. Sarma N.D.R., Prasad V.C., Prakasa Rao K.S., Sankar V. A New Network Reconfiguration Technique for Service Restoration in Distribution Network // IEEE Trans. on PWRD. – 1994. – Vol. 9. – No 4. – P. 1936-1942.
51. Sarma N.D.R., Prasad V.C., Prakasa Rao K.S., Srinivas Manda. Realtime Service Restoration in Distribution Network // IEEE Trans. on PWRD. – 1994. – Vol. 9. – No 4. – P. 2064-2070.
52. Schmidt H. P., Ida N., Kagan N., Guaraldo J. C. Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization // IEEE Trans. on PWRD. – 2005. – Vol. 20. – No 3. – P. 1311-1319.
53. This is not a test: actual power restoration in Italy// IEEE power & energy magazine.– 2004.– January/February. – P.49.
54. Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems / Edited by J.H. Chow. – Berlin, Heidelberg, New York, Springer-Verlag. 1982. – 220 p.
55. Uspensky M., Kyzrodev I. Combined Method of a Distribution Network Reconfiguration for Power Supply Restoration // Proceeding of the IEEE PowerTech 2005. – St. Petersburg, Russia, 2005. – Ref. 33
56. Uspensky M., Kyzrodev I., Kirushev S. Estimation of Power Flows on Outgoing Feeders at Absence of Their Telemetry // Proceeding of the International Symposium “MEPS’06”. – Wroclaw, Poland, 2006. – P. 554-559.
57. Wang X. Slow Coherency Grouping Based Islanding Using Minimal Cutsets and Generator Coherency Index Tracing Using the Continuation Method/ Archives/ PhD thesis, Iowa State University, 2005. – 132 p. – www.ece.iastate.edu/archive/00000186/
58. Weixing Li, Peng Wang. Reliability Evaluation of Complex Radial Distribution Systems Considering Restoration Sequence and Net-

work Constraints // IEEE Trans. on PWRD. – 2004. – Vol. 19. – No 2. – P. 753-758.

59. Whei-Min Lin, Hong-Chan Chin. A New Approach for Distribution Feeder Reconfiguration for Loss Reduction and Service Restoration // IEEE Trans. on PWRD. – 1998. – Vol. 13. – No 3. – P. 870-875.

60. Wu J-S., Liu Ch-Ch., Lion K-L., Chu R. F. A Petri Net Algorithm for Scheduling of Generic Restoration Actions // IEEE Trans. on PWRS. – 1997. – Vol. 12. – No 1. – P. 69-76.

61. Yaung-Moon Park, Kwang-Ho Lee. Application of Expert System to Power System Restoration in Sub-control Center // IEEE Trans. on PWRS. – 1997. – Vol. 12. – No 2. – P. 629-635.

62. You H., Vittal V., Wang X. Slow Coherency Based Islanding// IEEE Trans. on PWRS.– 2004.– Vol. 19.– No. 1. – P.483 – 491.

63. Zhang Z.Z., Hope G.S., Malik O.P. A Knowledge-based Approach to Optimize Switching in Substations // IEEE Trans. on PWRD. – 1990. – Vol. 5. – No 1. – P. 103-109.

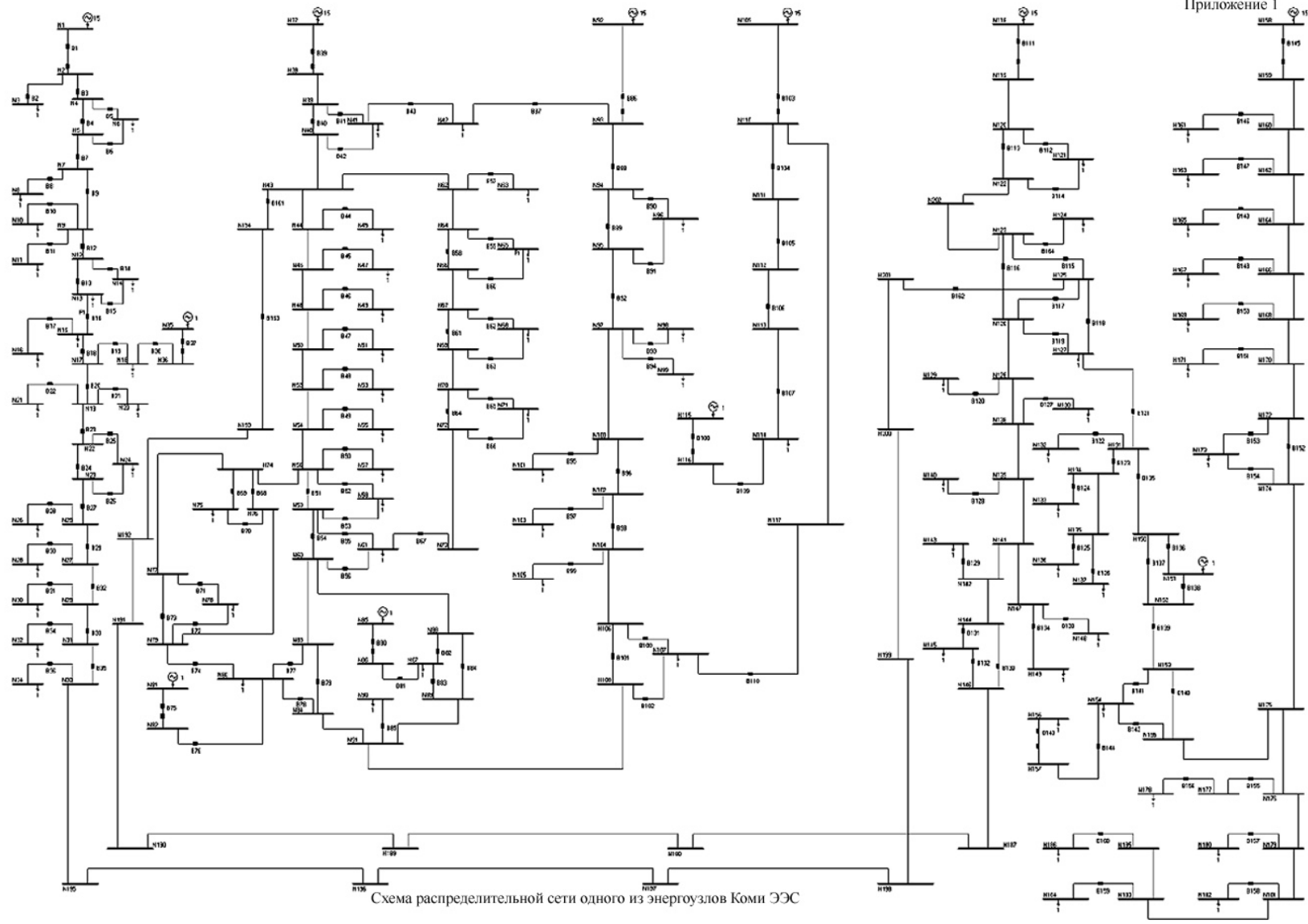


Схема распределительной сети одного из энергоузлов Коми ЭЭС

Приложение 1

**Структурные блоки программного комплекса
восстановления электроснабжения**

32_Scheme.cpp Обслуживает создание схемы: добавление и удаление элементов (линий, шин выключателей) и заполнение всех необходимых массивов, а также сохранение и загрузку схем.

ChildFrm.cpp Позволяет создавать дочерние окна (например, Окно ветвей, узлов и выключателей).

CntrItemSEN.cpp Файл для манипуляции над OLE данными. Является стандартным.

DlgLayer.cpp Обслуживает диалоговое окно, посвященное вводу количества нейронов в слое.

DlgLineProps.cpp Обслуживает диалоговое окно, посвященное свойствам линии связи.

DlgNetConfig.cpp Обслуживает диалоговое окно ввода нейросетевой архитектуры.

DlgUzelProps.cpp Обслуживает диалоговое окно ввода информации по узлам.

IpFrame.cpp Файл относится к OLE сервису. Является стандартным.

MainFrm.cpp Главный кадр, откуда загружаются все остальные и который управляет ими всеми (по сути первый файл, который начинает работу).

MFC_Collection.cpp Файл обслуживания нейросетевых процедур (все остальные файлы с началом MFC – то же самое).

MFC_Field.cpp

MFC_List.cpp

MFC_ListField.cpp

MFC_ListString.cpp

mfc_neur.cpp

MFC_Neuron.cpp Записывает примеры для обучения, производит запуск процедур обучения и самообучения нейросети.

MFC_String.cpp Определяет несколько операторов для работы с нейросетью.

NeuroBase_Net.cpp Создает нейросеть, загружает примеры для обучения, записывает и открывает сохраненные нейросети, а

также файл их конфигураций, отображает ход обучения (как уменьшаются ошибки).

ResizableDlgBar.cpp Файл для создания изменяющихся по размеру окон.

SchEditorDoc.cpp Файл создания и обслуживания структуры файла схемы.

SchEditorView.cpp Файл интерфейса просмотра схемы.

SchEdPro.cpp Главный модуль (из него запускается все остальное).

SenEdDoc.cpp Формирует Схему (в период первоначального заполнения).

SenEdForm.cpp Обслуживает диалог запуска и остановки обучения, а также добавляет и удаляет уроки обучения.

SenEdLessonsListView.cpp Показывает в окошке уроки нейросетевой базы, добавляет их туда и удаляет.

SenSplitterFrame.cpp

Shem_g.cpp Файл с программой поиска методом обработки графов.

SL.cpp Файл отображения узлов под напряжением посредством бегущей пунктирной линии.

SrvrItemSCH.cpp Является стандартным.

SrvrItemSEN.cpp Файл, который создает OLE подключение к другим объектам или другим программам к данным этой программы. Является стандартным.

StdAfx.cpp Стандартный файл для ввода предкомпиляционных данных проекта.

Text2.cpp

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава 1. Состояние и тенденции в разработках методов восстановления электроснабжения потребителей	5
1.1. Методы восстановления на основе графов схемы распределительной сети	5
1.2. Восстановление электропотребления методами искусственного интеллекта	12
1.3. Экспертные системы для восстановления электропотребления	15
1.4. Методы, сопутствующие задаче восстановления электропотребления	18
Глава 2. Комплексный метод восстановления энергоснабжения потребителей распределительной системы	21
2.1. Начальное конфигурирование выключателей распределительной сети	21
2.2. Метод поиска источника питания на основе графа схемы	22
2.3. Поиск схемы восстановления питания потребителя на основе нейронных сетей	28
2.4. Комплексный метод решения задачи по восстановлению электроснабжения потребителя	30
2.5. Определение обобщенного вектора ошибки	36
2.6. Оценка сходимости решения на базе ИНС	41
2.7. Расчет перетоков мощности на отходящих фидерах при отсутствии части телеизмерений	47
Глава 3. Архитектура программного комплекса восстановления электроснабжения	51
3.1. Структура объекта «распределительная сеть» и его визуальное оформление	51
3.2. Порядок подготовки данных и процесс обучения	62
3.3. Операции на программном комплексе в реальном режиме	67
3.4. Оценка объемов памяти и быстродействия программного комплекса	69
3.5. Обеспечение надежности функционирования комплекса	71
Глава 4. Экспериментальная проверка функционирования комплекса восстановления электроснабжения на моделях распределительных сетей	73
4.1. Тестовые схемы и обучающие выборки	73

4.2. Поиск путей восстановления на тестовой схеме	76
4.3. Поиск путей восстановления для реальной схемы	81
4.4. Анализ результатов экспериментальной оценки коэф- фициента мощности на модели распределительной сети . .	84
Глава 5. Восстановление ЭЭС в аварийных режимах	89
5.1. Проблемы при восстановлении ЭЭС	89
5.2. Примеры развития некоторых крупных аварий	96
5.3. Деление при системной аварии	99
5.4. Поиск схемы восстановления ЭЭС	104
Заключение	109
Литература	110
Приложение I. Схема распределительной сети одного из энергоуз- лов Коми ЭЭС	116
Приложение II. Структурные блоки программного комплекса вос- становления электроснабжения	117

Научное издание

**Михаил Игоревич Успенский
Илья Валерьянович Кызродев**

**МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ**

*Рекомендовано к изданию
ученым советом Института социально-экономических
и энергетических проблем Севера Коми НЦ УрО РАН*

Редактор О.А.Гросу
Оригинал-макет О.В. Колданова
Художник О.П. Велегжанинов

Лицензия № 0047 от 10.01.99.
Подписано в печать 21.07.2010. Формат 60x90 1/16.
Бумага офсетная. Печать офсетная. Уч.-изд.л. 7,75. Усл.печ.л. 7,75.
Тираж 300. Заказ 35.

Редакционно-издательский отдел Коми НЦ УрО РАН
167982, ГСП, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, 48.