

АЛГОРИТМЫ УПРОЩЕННОГО АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ¹

О.М. Попова, И.Ю. Усов

Рассмотрена задача оптимизации развития системообразующей электрической сети электроэнергетических систем. Дан методический подход к ее решению. Представлены алгоритмы учета критериев надежности. Показаны возможности применения геоинформационных технологий.

Ключевые слова: системообразующая электрическая сеть, электроэнергетическая система, оптимизация развития электрической сети, надежность, структурный анализ, программно-вычислительный комплекс, геоинформационные технологии.

ВВЕДЕНИЕ

Надежность системы предполагает выполнение ее функций в заданном объеме при определенных условиях функционирования [1]. В период плановой экономики управление развитием электроэнергетики представляло собой иерархически построенный, директивно выполняемый, периодически уточняемый и согласованный в межотраслевом и территориальном разрезе процесс обоснования и принятия решений о перспективной структуре генерирующих мощностей и электрической сети [2]. Основными принципами этого процесса, сохранившимися в существующей модели управления развитием электроэнергетики, являются минимально необходимая для ввода объектов в эксплуатацию заблаговременность принятия решений, а также первоочередность принятия решений о развитии электрических станций по отношению к задачам развития электрической сети.

В настоящее время механизмы управления развитием генерирующих мощностей и электрической сети имеют определенные отличия. В основу механизма развития генерирующих мощностей за-

ложен принцип рыночной конкуренции (коммерческого отбора мощности), построенный на балансе перспективного спроса и предложения на рынке электроэнергии и мощности [3]. Регулятивная роль государства реализуется посредством согласования инвестиционных программ компаний, находящихся в собственности государства и эксплуатирующих атомные и гидравлические станции, а также путем утверждения перечня новых генерирующих объектов, которые должны быть построены в соответствии с договорами предоставления мощности [4]. Развитие электрической сети осуществляется под непосредственным управлением исполнительных органов государственной власти Российской Федерации и ее субъектов, утверждающих тарифы на передачу электрической энергии (мощности) и инвестиционные программы сетевых компаний [5]. Увязка решений о развитии генерирующих мощностей и СЭС согласно Постановлению Правительства РФ [6] осуществляется в рамках ежегодно разрабатываемых схем и программ развития ЕЭС, схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, а также генеральной схемы, разрабатываемой и утверждаемой один раз в три года.

Процесс обоснования решений о развитии СЭС, играющей роль инфраструктуры оптового рынка электрической энергии и мощности [3], представлен в таблице. К элементам СЭС относятся все

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке грантов Президента РФ для ведущих научных школ (НШ-1507.2012.8, НШ-4711.2014.8).

трансформаторные подстанции и линии электропередачи классом напряжения 330 кВ и выше, МГЭС и МЭС классом напряжения 220 кВ [7].

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАДАЧИ

Главные технологические функции СЭС: выдача мощности крупных электростанций, электропитание крупных узлов нагрузки (промышленных агломераций, мегаполисов и др.) и осуществление совместной работы энергосистем в составе ЕЭС России для обеспечения системного эффекта [8].

Принятые сокращения:

ВЛЭ — воздушная линия электропередачи;
 ЕЭС — Единая энергетическая система;
 ЕЭЭС — Единая ЭЭС;
 МГЭС — межгосударственные электрические связи;
 МЭС — межсистемные электрические связи;
 ОЭЭС — объединенная ЭЭС;
 РЭЭС — районная ЭЭС;
 СЭС — системообразующая электрическая сеть;
 ТЭО — технико-экономическое обоснование;
 ЭЭС — электроэнергетическая система.

Характеристика решений, обеспечивающих процесс управления развитием СЭС

№	Наименование разрабатываемых документов	Принимаемые (обосновываемые) решения в части СЭС	Заблаговременность, лет	Корректировка
1	«Энергетическая стратегия России», «Стратегия модернизации электроэнергетики России», другие стратегические документы федерального уровня	О рациональных объемах производства и транспорта электроэнергии внутри страны и на экспорт для нескольких сценариев развития, об объединении энергосистем в ЕЭЭС, о присоединении к ней новых подсистем, обоснование дальних электропередач, выбор шкалы высших номинальных напряжений, требования к пропускной способности МЭС и МГЭС, о потребности в новом электросетевом оборудовании и его параметрах, об ориентировочной стоимости СЭС	10—15 и более	1 раз в 3 года
2	«Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики»	О совокупности наилучших вариантов схемы (конфигурации) СЭС ЕЭЭС России для нескольких сценариев развития, о размещении ВЛЭ и подстанций СЭС и их основных параметрах, о перспективных потребностях в электротехническом оборудовании и материалах, об очередности ввода сетевых объектов и их ориентировочной стоимости	15 [5]	Не реже 1 раза в 3 года
3	«Схема и программа развития ЕЭС России»	О схеме (конфигурации) электрической сети ОЭЭС и МЭС, об основных характеристиках (номинальное напряжение, мощность, длина ВЛЭ и др.) объектов СЭС (подстанций и ВЛЭ), о планах по проектированию и строительству объектов СЭС и требуемых инвестициях	7 [5]	Ежегодно
4	«Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов РФ»	О схеме (конфигурации) электрической сети РЭЭС и МЭС, об основных характеристиках объектов СЭС, планируемых к сооружению на территории субъекта РФ, о планах по проектированию и строительству объектов СЭС и требуемых инвестициях в указанные объекты	5 [5]	Ежегодно
5	«Инвестиционные программы сетевых компаний» (ОАО «ФСК-ЕЭС» и др.)	Об основных характеристиках СЭС и МЭС, планируемых к сооружению, о планах по проектированию и строительству объектов СЭС и требуемых инвестициях в указанные объекты, о разработке ТЭО по объектам СЭС и начале их проектирования	5	Ежегодно
6	«ТЭО сооружения объектов СЭС»	О начале разработки проектной и рабочей документации, об общих технических решениях по объекту и его общей предварительной стоимости	1—2	В задаче 7
7	«Проектная и рабочая документация по объектам СЭС»	О технических решениях, необходимых для обеспечения строительства объекта СЭС и его эксплуатации, о сроках начала и окончания строительства и ввода его в эксплуатацию, о сметной стоимости строительства, о плане организации строительства объекта СЭС и графике его финансирования	0—1	—



Основные факторы, которые необходимо учитывать при управлении развитием СЭС: динамический (поэтапный) процесс развития сети, дискретный характер ввода новых элементов электрической сети, надежность электроснабжения потребителей, а также необходимость обеспечения условий нормального функционирования ЭЭС (электрических режимов и статической устойчивости энергосистем).

Обоснование решений нижнего уровня (см. таблицу, строки 6 и 7) осуществляется на основе решений верхнего уровня (см. строки 1–5), с учетом более достоверной исходной информации о перспективном развитии ЭЭС, путем технико-экономического сопоставления ограниченного числа возможных вариантов сооружения объектов СЭС, которые могут отличаться конфигурацией, количеством и параметрами отдельных элементов сети. Соответствующее методическое обеспечение достаточно подробно разработано и предполагает использование математических моделей, детально описывающих экономические и технологические процессы в ЭЭС [9–11].

При разработке и обосновании решений верхнего уровня (строки 1–5) необходимо рассмотреть большое число возможных к сооружению элементов СЭС, что предполагает оптимизационную постановку задачи. Учет дискретного ввода элементов СЭС и необходимость описания режимов работы ЭЭС крайне усложняет математическую постановку задачи. Фактически задача в такой постановке к настоящему времени не сформулирована. На практике она решается методом декомпозиции с учетом опыта и интуиции сотрудников проектных организаций без какой-либо формализации, что может привести к выбору неоптимального решения.

В разные годы у нас в стране и за рубежом был разработан ряд математических моделей оптимизации развития электрической сети [12–17]. Эти модели учитывают дискретный характер ввода новых элементов сети, поэтому количество рассматриваемых в них новых связей (линий электропередачи и трансформаторных подстанций) ограничено. Еще один недостаток данных моделей состоит в упрощенном учете ограничений на пропускную способность ветвей графа, посредством которого моделируется развивающаяся электрическая сеть. В действительности пропускная способность конкретной электропередачи определяется не только ее конструктивными характеристиками, но также и условиями статической устойчивости [18]. Эти условия для каждой линии зависят от параметров схемы сети в целом, распределения мощностей между электростанциями и других факторов.

Учет фактора надежности предусмотрен только в модели [14], получившей наибольшее развитие.

Он реализован посредством задания функции удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям. К ее недостаткам можно отнести сложность адекватного описания функции ущерба, которое должно учитывать функциональное назначение конкретного элемента СЭС, характер питаемых потребителей, длительность простоя и др.

В настоящей работе предлагается комплекс алгоритмов, построенный на основе линейной математической модели и методов структурного анализа ЭЭС и позволяющий обосновывать решения верхнего уровня (строки 1–5 таблицы) с учетом условий устойчивости и надежности ЭЭС.

2. ОПИСАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Для решения задачи оптимизации развития СЭС разработан программно-вычислительный комплекс [19]. Оптимизация развития СЭС осуществляется на избыточном графе G , включающем в себя существующие и новые элементы электрической сети (кандидаты), ввод которых потенциально возможен в рассматриваемый период. Целевая функция линейной модели имеет вид:

$$\min \left(\sum_i \sum_j C_{ij}^{\text{нов.сеть}} X_{ij}^{\text{нов.сеть}} + \sum_i C_i^{\text{ген}} X_i^{\text{ген}} \right), \quad (1)$$

т. е. минимум приведенных затрат при соблюдении балансов узлов, $i = 1, \dots, N$:

$$X_i^{\text{ген}} + \sum_j (1 - p_{ij}) X_{ji}^{\text{сеть}} - \sum_j X_{ij}^{\text{сеть}} = P_i^{\text{потр}}, \quad (2)$$

где p_{ij} — удельный коэффициент потерь мощности при передаче по связи между узлами i и j . Перетоки мощности по всем элементам СЭС (трансформаторам и линиям электропередачи) удовлетворяют условиям $0 \leq X_{ij}^{\text{сеть}} \leq X_{ij}^{\text{сущ.сеть}} + X_{ij}^{\text{нов.сеть}}$ с ограничениями на потоки мощности по существующим и новым элементам СЭС $P_{ij}^{\text{сущ.сеть}}$, $P_{ij}^{\text{нов.сеть}}$, в сечениях $P_I^{\text{пред}}$ и на рабочие мощности станций $P_i^{\text{ген.раб}}$:

$$\begin{aligned} 0 &\leq X_{ij}^{\text{сущ.сеть}} \leq P_{ij}^{\text{сущ.сеть}}, \\ 0 &\leq X_{ij}^{\text{нов.сеть}} \leq P_{ij}^{\text{нов.сеть}}, \end{aligned} \quad (3)$$

$$0 \leq \sum_{X_{ij}^{\text{сеть}} \in I} X_{ij}^{\text{сеть}} \leq P_I^{\text{пред}}; \quad (4)$$

$$0 \leq X_i^{\text{ген}} \leq P_i^{\text{ген.раб}}. \quad (5)$$

Неизвестными величинами являются $X_{ij}^{\text{сущ.сеть}}$, $X_{ij}^{\text{нов.сеть}}$ (потоки мощности по существующим и новым элементам СЭС между узлами i и j) и мощности генерации в узлах $X_i^{\text{ген}}$.

Исходные данные: удельные приведенные затраты на единицу передаваемой мощности по новым элементам сети $C_{ij}^{\text{нов.сеть}}$, удельные переменные затраты на генерируемую мощность $C_i^{\text{ген}}$.

Мощности нагрузок в узлах $P_i^{\text{потр}}$ определяются из решения задач оптимизации структуры генерирующих мощностей ЭЭС и прогнозирования электропотребления.

Значения пропускных способностей элементов сети $P_{ij}^{\text{сущ.сеть}}$ и $P_{ij}^{\text{нов.сеть}}$ предварительно принимаются в соответствии с паспортными данными оборудования для каждого элемента электрической сети.

Для выбора вариантов развития СЭС с учетом предельных передаваемых мощностей $P_I^{\text{пред}}$ в сечениях по условиям статической устойчивости программно реализована структурная модель, в которой используются показатели структурного анализа ЭЭС [20]:

— взаимные структурные мощности генераторов:

$$W_{ij} = E_i E_j y_{ij}, \quad (6)$$

где E_i, E_j — переходные ЭДС генераторов в модели «шины — переходное сопротивление — переходная ЭДС», а y_{ij} — взаимная проводимость между узлами, характеризующих ЭДС E_i и E_j ;

— собственные структурные мощности генераторов:

$$W_{ii} = E_i^2 g_{ii}, \quad (7)$$

где g_{ii} — активная составляющая собственной проводимости узла i .

С помощью структурной модели ЭЭС (6), (7) в процессе оптимизации сети каждый из выбираемых вариантов СЭС проверяется по упрощенным критериям статической устойчивости в сечениях, которые могут быть отнесены к двум типам: генераторные и сетевые.

Предельная по статической устойчивости мощность для генераторных сечений

$$P_i^{\text{пред}} = (1 - k_3) W_i, \quad (8)$$

где $W_i = W_{ii} + \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n W_{ij}$ — максимальная мощность

генератора, равная собственной структурной мощности и сумме взаимных структурных мощностей генератора i по всем его связям в эквивалентной схеме; k_3 — коэффициент запаса по активной мощности в сечении, принимаемый в соответствии с методическими рекомендациями [21] равным 0,2 для нормальных режимов и 0,08 для послеаварийных.

Для сетевых сечений предельная по статической устойчивости мощность в I -м сечении при передаче потока мощности из подсистемы A в подсистему B

$$P_I^{\text{пред}} = (1 - k_3) W_I^A, \quad (9)$$

где $W_I^A = \sum_{i \in A} W_{ii} + \sum_{i \in A, j \in B} W_{ij}$ — максимальная мощность сечения I , равная сумме собственных мощностей генераторов подсистемы A и сумме взаимных мощностей генераторов подсистем A и B , получаемая при условии

$$W_{ij} \leq \varepsilon_r P_{\text{ном.}i}^r. \quad (10)$$

В выражении (10) $P_{\text{ном.}i}^r$ — номинальная мощность i -го генератора подсистемы A , ε_r — малая величина, применяемая для оценки связности i -го генератора подсистемы A с генераторами подсистемы B .

3. АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ СЭС С УЧЕТОМ КРИТЕРИЕВ НАДЕЖНОСТИ

Алгоритм решения задачи оптимизации СЭС, предложенный в работе [19], может быть представлен пятью основными этапами: формированием исходных данных; расчетом сетевой задачи на линейной модели; дискретизацией решения линейной модели, т. е. трансформацией ее непрерывного решения (потоков мощности) в дискретное (схему развития сети); проверкой в структурной модели допустимости потоков мощности в сечениях и корректировкой схемы сети в случае их нарушения.

Отмечено [19], что один из недостатков предложенного методического подхода заключается в отсутствии учета критериев надежности. В настоящей статье предлагается дополнить алгоритм оптимизации структуры СЭС критерием надежности (рис. 1), сформировав совокупность дополнительных элементов сети, ввод которых позволит обеспечить передачу по сети расчетных максимальных потоков мощности при отключении одного из эле-

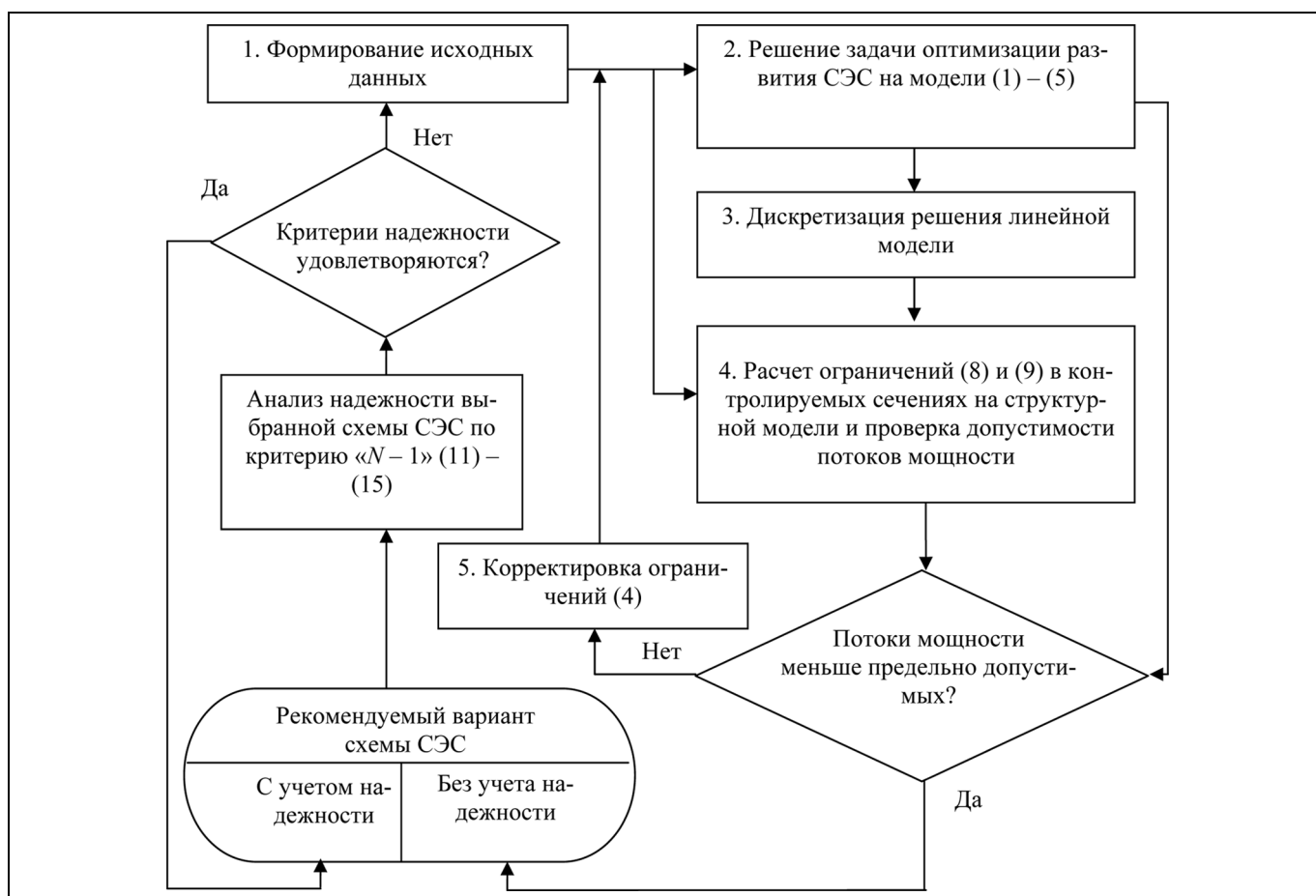


Рис. 1. Упрощенный алгоритм оптимизации структуры СЭС

ментов, входящего в генераторное или сетевое сечение. Этот критерий с учетом изменения условий рассматриваемой задачи традиционно называют критерием « $N - 1$ » [10]. Указанный качественный критерий применяется для оценки надежности СЭС, поскольку любое нарушение в ее работе может быть связано с опасностью для жизни людей, нарушением работы особо опасных производств и другими негативными последствиями для экономической и социальной сферы. Ущерб от этих последствий, точный материальный эквивалент которого, как правило, сложно оценить, во много раз превосходит дополнительные расходы, связанные с усилением СЭС по критерию « $N - 1$ ». Реализация мероприятий по повышению уровня надежности сверх указанного критерия (критерии « $N - 2$ » и выше) должна реализовываться для особо важных объектов, в частности АЭС, и требует детального обоснования на этапе ТЭО и проектирования (строки 6 и 7 таблицы).

В методических рекомендациях [10] критерий « $N - 1$ » сформулирован в виде требований к формируемым перспективным схемам СЭС:

— схемы выдачи мощности электростанций должны обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности как в нормальном режиме, так и при отключении любого элемента, отходящего от генерирующего узла;

— пропускная способность межсистемных (сетевых) сечений СЭС должна обеспечивать покрытие максимума нагрузки послеаварийного отключения любого ее элемента.

Для удовлетворения первого из этих требований методический подход предлагается дополнить следующим алгоритмом. Из графа G^n , полученного по результатам оптимизации развития электрической сети, включающего в себя существующие элементы электрической сети и элементы-кандидаты, необходимость ввода которых подтверждена результатами оптимизации, формируется совокупность графов

$$G^{n-1} = [G_{ik}^{n-1}], \quad (11)$$

где G_{ik}^{n-1} , $k = 1, \dots, K$, $i = 1, \dots, N$, — граф сети, образуемый из графа G^n при исключении k -го эле-

мента, отходящего от i -го генераторного узла, K — число элементов, отходящих от узла, N — число генераторных узлов.

Для каждого графа G_{ik}^{n-1} в соответствии с формулой (8) рассчитываются значения пропускных способностей генераторных сечений $P_{ik}^{\text{пред}}$ и проверяется выполнение условий

$$\min_i P_{ik}^{\text{пред}} \geq P_i^{\text{ген.расп}}, \quad (12)$$

где $\min_i P_{ik}^{\text{пред}}$ — минимальное из значений предельной мощности для k -го генераторного узла при отключении одного из элементов, отходящих от него, $P_i^{\text{ген.расп}}$ — располагаемая мощность электростанции, включающая в себя рабочую мощность $P_i^{\text{ген.раб}}$, а также размещаемые на станции мощности ремонтного резерва, резерва для компенсации аварийного снижения мощности, вращающегося резерва и стратегического резерва [10].

Для тех генераторных узлов, где условия (12) не удовлетворяются, значение располагаемой мощности фиксируется, т. е. неравенства (5) преобразуются в равенства

$$X_i^{\text{ген}} = P_i^{\text{ген.расп}}. \quad (13)$$

После корректировки ограничений линейной модели осуществляется оптимизация электрической сети, по результатам которой принимается решение о вводе новых электропередач, необходимых для обеспечения выдачи располагаемой мощности станций в послеаварийных или ремонтных схемах.

Полученная по результатам дискретизации схема (рис. 2) также подлежит проверке. В случае нарушения условия (12) проводится повторная оптимизация при новых ограничениях в виде равенств. В целях сокращения расчетов могут рассматриваться только вновь вводимые или расширяемые электростанции (генераторные узлы), а также крупные конденсационные и гидроэлектростанции согласно рекомендациям [10].

Для определения совокупности новых элементов сети, необходимых для обеспечения надежного транзита в сетевых сечениях (второе требование) при отключении любого элемента, входящего в рассматриваемое сечение на основе графа G^n , также формируется совокупность графов

$$R^{n-1} = [R_{It}^{n-1}], \quad (14)$$

где R_{It}^{n-1} , $t = 1, \dots, T$, $I = 1, \dots, M$, — граф сети, образуемый из графа G^n при исключении t -го элемента, входящего в сетевое сечение I , T — число

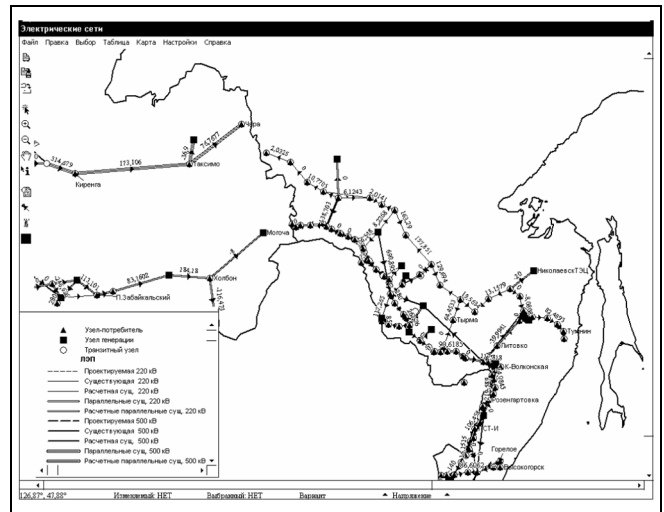


Рис. 2. Пример отображения СЭС

элементов, входящих в сетевое сечение I , M — число контролируемых сетевых сечений.

В каждом сетевом сечении рассматривается отключение элементов только наиболее высокого класса напряжения, поскольку их выход из работы заведомо приводит к большому недостатку пропускной способности в сечении.

Для каждого графа R_{It}^{n-1} в соответствии с формулой (9) рассчитываются значения пропускных способностей сетевых сечений $P_{It}^{\text{пред}}$ и проверяется выполнение условий

$$\min_t P_{It}^{\text{пред}} \geq X_{ij}^{\text{сеть}}, \quad (15)$$

где $\min_t P_{It}^{\text{пред}}$ — минимальное из значений предельной мощности для I -го сетевого сечения при отключении одного из элементов СЭС, $X_{ij}^{\text{сеть}}$ — расчетный поток мощности в сетевом сечении, полученный при оптимизации СЭС без учета фактора надежности.

Для тех сечений, где условия (15) не удовлетворяются, в качестве верхнего ограничения в неравенстве (4) используем минимальное из значений предельной мощности для I -го сетевого сечения при отключении элементов, входящих в него, и осуществляем повторную оптимизацию сети на линейной модели. В качестве ограничений на выдаваемую мощность генерирующих узлов (5) должна быть принята рабочая мощность, увеличенная на размер оперативного резерва, размещаемого на электростанции. В этом случае модель позволит определить наиболее рациональный способ покрытия максимума нагрузки благодаря вводу ново-



го элемента сети в сечении и (или) использования свободных мощностей генерации.

Далее при наличии необходимости усиления сети проводятся дискретизация решения линейной модели, повторная проверка условий (15) и корректировка схемы при их нарушении.

В случае, если совокупность контролируемых сечений (генераторных и сетевых) подобрана таким образом, что исключается влияние ввода нового элемента в одном сечении на рост пропускной способности в другом сечении, обе процедуры алгоритмически могут быть объединены, и процесс формирования совокупности новых элементов (дискретизация) может осуществляться без участия эксперта (автоматически).

Отметим, что если в одном и том же генераторном (сетевом) сечении не удастся обеспечить выдачу (передачу) мощности при наличии в нем трех элементов высшего класса напряжения, то проектировщик должен рассмотреть возможность иных вариантов усиления (использование более высокого класса напряжения, ввод элементов в другом сечении СЭС, изменение рода тока и др.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложен методический подход к решению задачи оптимизации развития системообразующей электрической сети, учитывающий критерии надежности. Его главная идея состоит в совместном использовании линейной модели оптимизации развития сети, структурной модели электроэнергетической системы и геоинформационных технологий в целях формирования совокупности наиболее рациональных вариантов развития системообразующей электрической сети.

Применение предложенных в настоящей работе упрощенных алгоритмов анализа надежности для генераторных и сетевых сечений позволит проектировщику более обоснованно определять совокупность дополнительных новых элементов электрической сети, необходимых для обеспечения надежной выдачи мощности электростанций и транзита мощности в сечениях электроэнергетической системы по условиям статической устойчивости.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Надежность систем энергетики: Сборник рекомендуемых терминов.* — М.: ИАЦ «Энергия», 2007. — 192 с.
2. *Системный подход при управлении развитием электроэнергетики* / Л.С. Беляев, Г.В. Войцеховская, В.А. Савельев и др. — Новосибирск: Наука, 1980. — 236 с.
3. *Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».*
4. *Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».*
5. *Постановление Правительства РФ от 29 декабря 2011 г. № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике».*
6. *Постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах развития электроэнергетики».*
7. *Постановление Правительства РФ от 26 января 2006 г. № 41 «О критериях отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети».*
8. *Воропай Н.И., Труфанов В.В., Селифанов В.В., Шевелева Г.И.* К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России // *Электричество.* — 2000. — № 5. — С. 2—10.
9. *Справочник по проектированию электроэнергетических систем* / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.
10. *Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем.* — М.: Минэнерго России, 2003. — 39 с.
11. *Практические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике (с типовыми примерами).* Кн. 1. Методические особенности оценки эффективности проектов в электроэнергетике. — М.: НЦПИ, 2000. — 300 с.
12. *Лазебник А.И.* Применение метода ветвей и границ для выбора оптимальной электрической сети // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.* — 1969. — № 2. — С. 138—143.
13. *Акишин Л.А., Макаревич А.Д., Молодюк В.В.* Статическая модель оптимизации конфигурации развивающейся электрической сети // *Тр. Иркутского политехн. ин-та.* — 1971. — Вып. 72. — С. 162—173.
14. *Дале В.А., Кришан З.П., Паэгле О.Г.* Оптимизация развития электрических сетей объединенных электроэнергетических систем методом динамического программирования // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.* — 1970. — № 4. — С. 91—96.
15. *Моцукс И.Б.* О покоординатном методе оптимизации развития электрических сетей // *Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт.* — 1969. — № 1. — С. 54—60.
16. *Салливан Р.* Проектирование развития электроэнергетических систем. — М.: Энергоиздат, 1982. — 360 с.
17. *Попова О.М., Такайшвили В.Р., Труфанов В.В.* Пакет программ для анализа развития электрических сетей с использованием геоинформационных технологий. — Иркутск, 2001. — 27 с. (Препр. / ИСЭМ СО РАН; № 8).
18. *Веников В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах. — М.: Энергия, 1964. — 380 с.
19. *Попова О.М., Усов И.Ю.* Оптимизация развития системообразующей электрической сети с помощью геоинформационных технологий // *Проблемы управления.* — 2010. — № 4. — С. 66—73.
20. *Абраменкова Н.А., Воропай Н.И., Заславская Т.Б.* Структурный анализ электроэнергетических систем: В задачах моделирования и синтеза. — Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1990. — 224 с.
21. *Методические указания по устойчивости энергосистем.* — М.: ЦПТИ ОРГРЭС, 2004. — 19 с.

Статья представлена к публикации членом редколлегии Б.В. Павловым.

Попова Ольга Михайловна — канд. экон. наук, ст. науч. сотрудник, ☎ (3952) 42-63-80, ✉ POM@isem.sei.irk.ru,

Усов Илья Юрьевич — канд. техн. наук, мл. науч. сотрудник, ✉ ilyaus@bk.ru,

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск.