

Управление конфигурацией распределительных электрических сетей 6–35 кВ*

ВУКОЛОВ В.Ю., КОЛЕСНИКОВ А.А., ПНЕВ Е.Р., ПАПКОВ Б.В.

В большинстве территориальных сетевых организаций (ТСО) задача оптимизации конфигурации распределительной сети 6/10–35 кВ решается лишь при возникновении повреждений отдельных ее элементов, участвующих в электропередаче при нормальном установившемся режиме. Действующее законодательство в области тарифообразования практически исключает учет потерь электроэнергии в качестве основного фактора при определении мест размыкания в нормальном режиме распределительной сети. При этом для различных показателей надежности оптимальные разомкнутые конфигурации электрической сети 6–35 кВ в общем случае неодинаковы. Таким образом, актуальной задачей является разработка универсального подхода к определению наиболее эффективной для ТСО и конечных потребителей конфигурации распределительной сети, учитывающего различные факторы. Разработанный в статье алгоритм управления конфигурацией распределительных электрических сетей 6–35 кВ на основе метода анализа иерархий Саати позволяет принимать многокритериальные решения по выбору оптимальных мест размыкания.

К л ю ч е в ы е с л о в а: электрическая сеть, надежность, определение мест размыкания, управление конфигурацией, метод анализа иерархий

В большинстве территориальных сетевых организаций (ТСО) задача оптимизации конфигурации распределительной сети 6/10–35 кВ решается лишь при возникновении повреждений отдельных ее элементов, участвующих в электропередаче при нормальном установившемся режиме. Послеаварийное управление конфигурацией, как правило, осуществляется по критерию минимального числа переключений для ликвидации повреждения и восстановления электроснабжения потребителей (упрощается настройка и согласование устройств релейной защиты). Автоматика нормального режима, реагирующая на изменение потокораспределения, в сетях 6–35 кВ практически не представлена.

Действующее законодательство в области тарифообразования (норматив потерь и тариф на транспорт для ТСО не зависят от режима сети, а определяются исходя из удельного отпуска на единицу длины линии электропередачи) практически исключает учет потерь электроэнергии в качестве основного фактора при определении мест размыкания в нормальном режиме распределительной сети. В лучшем случае на практике реализуется подход максимального повышения надежности сети за счет использования в нормальном режиме элементов электропередачи с наилучшими показателями безотказности. При этом для различных показателей надежности оптимальные разомкнутые конфи-

гурации электрической сети 6 – 35 кВ в общем случае неодинаковы.

Таким образом, актуальной задачей является разработка универсального подхода к определению наиболее эффективной для ТСО и конечных потребителей конфигурации распределительной сети, учитывающего следующие факторы:

соответствие параметров режима схемным решениям сети (напряжения в узлах подключения потребителей и длительно допустимые токи линий электропередачи);

значение нагрузочных потерь электроэнергии в нормальном установившемся режиме сети;

надежность основных элементов электропередачи.

Его внедрение приведет как к снижению потерь электроэнергии при ее передаче, так и к повышению надежности электроснабжения отдельных потребителей и электрической сети в целом. В качестве математического аппарата разрабатываемого подхода предлагается использовать метод анализа иерархий, предложенный в [1].

Метод анализа иерархий позволяет получить многокритериальную оценку путей передачи электроэнергии от центров питания к конечным потребителям сети 6–35 кВ на основе попарных сравнений как возможных конфигураций, так и единичных показателей надежности. Его применение позволяет включить в анализ все имеющиеся показатели и характеристики элементов системы электроснабжения.

* Статья подготовлена по материалам доклада, сделанного авторами на Международном научном семинаре им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (июль 2018 г., Иркутск).

В задаче оценки надежности разомкнутых конфигураций электрической сети целесообразно использование этого метода для определения оптимального пути до каждого потребителя в отдельности и общей конфигурации всей системы электропитания. Для этого необходимо определить перечень критериев, по которым будет производиться оценка свойств объекта. При сравнении показателей надежности путей электропередачи за такие критерии приняты:

время бесперебойной работы ($t_{б.р}$, год);
 параметр потока восстановлений ($\omega_{в}$, 1/год);
 обратное значение времени восстановления (интенсивность восстановления) ($\mu=1/t_{в}$, 1/ч).

Выбор именно таких показателей надежности обусловлен тем, что их влияние друг на друга незначительно и в дальнейших расчетах используются максимальные значения этих показателей.

Практическая реализация указанного подхода начинается с использования алгоритма построения всех деревьев графа сетевого района [2] для определения возможных разомкнутых конфигураций распределительной сети произвольного вида. Дополнительно может быть получен полный перечень путей передачи электроэнергии от каждого из центров питания до всех узлов нагрузки.

После этого осуществляется переход к поочередному расчету выбранных показателей надежности всех возможных путей передачи электроэнергии до каждого потребителя (узла нагрузки) исследуемой сети. Для упрощения все ветви графа сетевого района задаются блоками (например, элемент линии электропередачи учитывается совместно с коммутационной аппаратурой по обоим концам). Такой подход позволяет лучше ориентироваться по элементам моделируемой сети, определять показатели надежности блоков в целом и, в значительной мере, уменьшить число объектов при дальнейшем расчете.

Для автоматизации расчетов разработан алгоритм преобразования схемы сети произвольной

конфигурации, который сравнивает два элемента и определяет их вид соединения между собой. Далее схема преобразуется в один эквивалентный элемент, и в зависимости от вида соединения новому конечному элементу присваиваются значения начала и конца. Такая процедура проходит по всей сети и повторяется до тех пор, пока не останется последний элемент [3].

Иерархия выбора оптимальной передачи электроэнергии до конкретного потребителя при восьми возможных вариантах электроснабжения представлена на рис. 1.

Для выбора оптимальной электропередачи необходимо сравнить элементы третьего уровня попарно по объему их влияния на элемент второго уровня, т.е. поместить числа, отражающие попарное сравнение возможных путей электропередачи, в матрицу и найти собственный вектор (CB) с наибольшим значением.

При сравнении путей передачи электроэнергии до потребителя по одному критерию, например времени бесперебойной работы, матрица заполняется отношениями между значениями этого показателя надежности. На следующем шаге вычисляется вектор приоритетов для данной матрицы. С математической точки зрения CB после нормализации и будет вектором приоритетов. Его значение можно получить извлечением корня n -й степени из произведения n элементов (B_i) каждой строки по выражению:

$$CB = \sqrt[n]{B_1 B_2 \dots B_n}. \quad (1)$$

Полученные числа нормализуются. Сумма значений собственного вектора делится на сумму соответствующего столбца матрицы. Сложением произведений полученных нормализованных значений на сумму каждого столбца матрицы определяется главное собственное значение λ_{\max} . Чем ближе λ_{\max} к n , тем более согласован результат.

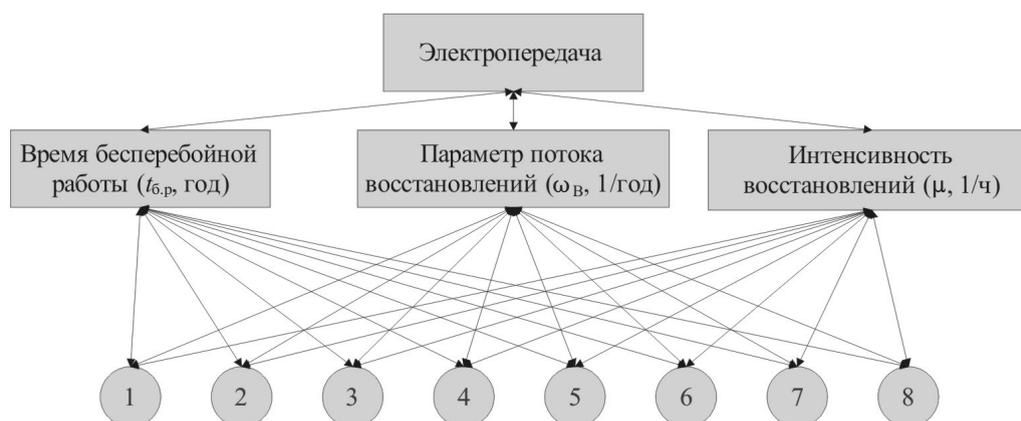


Рис. 1. Иерархия выбора пути электропередачи

Отклонение от согласованности выражается индексом согласованности (*ИС*), который определяется как

$$ИС = \frac{\lambda_{\max} - n}{n - 1}. \quad (2)$$

Для оценки согласованности полученной матрицы и, соответственно, контроля адекватности производимых сравнений вариантов по [1] используется отношение согласованности (*ОС*), которое определяется как отношение *ИС* к среднему случайному индексу (*СИ*) матрицы того же порядка. Для решения поставленных задач $ОС \leq 0,1$ считается приемлемым [1].

При наличии статистической или справочной информации об единичных показателях надежности элементов сети должна наблюдаться полная согласованность матрицы сравнений путей передачи электроэнергии ($ОС = 0$). Это объясняется тем, что в каждом сравнении участвовали одни и те же показатели надежности (время бесперебойной работы, параметр потока восстановлений или интенсивность восстановлений).

Поскольку выбранные критерии характеризуют разные свойства надежности, при расчете её результирующей оценки возникает необходимость учёта «веса» каждого критерия и пути передачи электроэнергии. «Вес» критерия определяется на основе экспертных оценок персоналом службы электрических режимов ТСО. Для получения согласованной матрицы весовые коэффициенты на основе экспертных оценок присваиваются в диапазоне от 1 до 9 в соответствии со шкалой относительной важности критериев [1].

Последним шагом является вычисление общей оценки надёжности всех возможных путей передачи электроэнергии N по каждому потребителю рассматриваемого сетевого района. Для этого находится сумма произведений «веса» оценки по принятому критерию k_i (i – число выбранных показателей надёжности) на нормализованное значение этого критерия. Для выбранных показателей надёжности оценка j -го пути передачи электроэнергии до потребителя определяется по выражению:

$$N_j = k_1 t_{б.р.норм} + k_2 \omega_{в.норм} + k_3 \mu_{норм}, \quad (3)$$

где $t_{б.р.норм}$, $\omega_{в.норм}$, $\mu_{норм}$ – нормированные оценки соответствующего показателя надёжности j -го пути передачи электроэнергии до рассматриваемого потребителя.

Приведенный алгоритм расчета реализуется для каждого потребителя (узла нагрузки) исследуемой распределительной сети.

Определение мест размыкания в распределительных электрических сетях. Определение оптимально-

го пути передачи электроэнергии до каждого узла нагрузки не гарантирует построение оптимальной конфигурации для всего сетевого района. Это связано с тем, что выбор определенного пути для первого потребителя в общем случае значительно снижает возможное число конфигураций для следующего по порядку. Таким образом, для решения поставленной задачи необходимо задаться иерархией приоритета самих узлов нагрузки, в качестве которых выбраны:

категории надежности электроприемников узла нагрузки;

суммарная установленная мощность потребителей (S , МВА).

На основе результатов ранжирования узлов нагрузки по их значимости возможны два варианта выбора оптимальной разомкнутой конфигурации распределительной сети по надежности.

1. Построение начинается с выбора оптимальной конфигурации от наиболее значимого потребителя к следующему по порядку, пока не будут связаны с центрами питания все потребители.

2. Вычисление оценки надежности всех возможных конфигураций сети с учетом приоритета узлов нагрузки и выбор из них конфигурации с максимальным значением полученного показателя.

Дополнительно полученные этими способами конфигурации проверяются на возможность существования установившегося режима передачи при максимальных и минимальных нагрузках сети. Второй вариант позволяет найти конфигурации, наиболее удовлетворяющие требованиям оптимальности, но в то же время является более трудоемким и объемным с точки зрения проводимых расчетов. Общее число рассматриваемых вариантов решений при этом также будет наибольшим. Вместе с тем, данный вариант поиска оптимальных мест размыкания распределительной сети позволяет получить наилучшие конфигурации не только по критерию обеспечения максимальной надежности электрообеспечения потребителей, но и с учетом потерь электроэнергии в установившемся режиме сети.

В общем случае последовательность определения мест размыкания в распределительной сети 6–35 кВ следующая.

1. На основе алгоритма построения всех деревьев графа сетевого района [2] определяется полный перечень разомкнутых конфигураций сети, а также возможные пути передачи электроэнергии для каждого узла нагрузки.

2. Проводится расчет установившихся режимов сети для всех конфигураций (при минимальных, максимальных и средних нагрузках); из дальнейшего рассмотрения исключаются конфигурации, не обеспечивающие условия для существования длительно допустимого режима [4].

3. Рассчитываются нагрузочные потери для режима средних нагрузок и определяются их нормированные значения.

4. Для каждой конфигурации проводится оценка надежности:

$$R_{\Sigma} = \sum_{k=1}^n R_k A_k, \quad (4)$$

где R_k – оценка надежности пути передачи электроэнергии до k -го потребителя; A_k – оценка приоритета k -го потребителя; n – общее число потребителей в сетевом районе.

Суммирование численных значений оценок надежности путей передачи электроэнергии до всех потребителей сетевого района с учетом их иерархии является математически допустимым, поскольку для всех конфигураций показатели надежности отдельных элементов и нагрузки узлов неизменны.

5. Проводится нормирование полученных оценок надежности всех рассматриваемых конфигураций сети.

6. Рассчитывается оптимальная конфигурация распределительной сети с учетом весовых коэффициентов оценок надежности и потерь, определяемых индивидуально каждой ТСО.

Реализация алгоритма выбора разомкнутой конфигурации электросетевого района 6–35 кВ. Апробация разработанного алгоритма определения мест размыкания проведена на примере участка электросетей 35 кВ Нижегородской энергосистемы (рис. 2).

Под узлами сетевого района понимаются распределительные устройства (РУ) подстанций высокого (ВН, 35 кВ) и низкого (НН, 6–10 кВ) напряжений. Распределительные устройства НН являются узлами подключения нагрузки. Нагрузка на стороне ВН подстанций отсутствует. Под ветвями понимается электрооборудование трех типов: трансформаторы и воздушные линии электропередачи совместно с коммутационной аппаратурой, а также секционные выключатели. Центрами питания (ЦП) рассматриваемого участка сети являются Новогорьковская ТЭЦ (НГ ТЭЦ) и ПС «Рубин».

Данные о средних нагрузках узлов (МВА) на годовом интервале, используемых при расчете нагрузочных потерь, приведены далее:

$$S_{11}=4,318+j2,149;$$

$$S_{12}=2,569+j1,158;$$

$$S_{13}=0,485+j0,175;$$

$$S_{14}=2,363+j1,951;$$

$$S_{15}=2,35+j0,796;$$

$$S_{16}=1,218+j0,406;$$

$$S_{17}=1,197+j0,577;$$

$$S_{18}=0,945+j0,456;$$

$$S_{19}=0,397+j0,219.$$

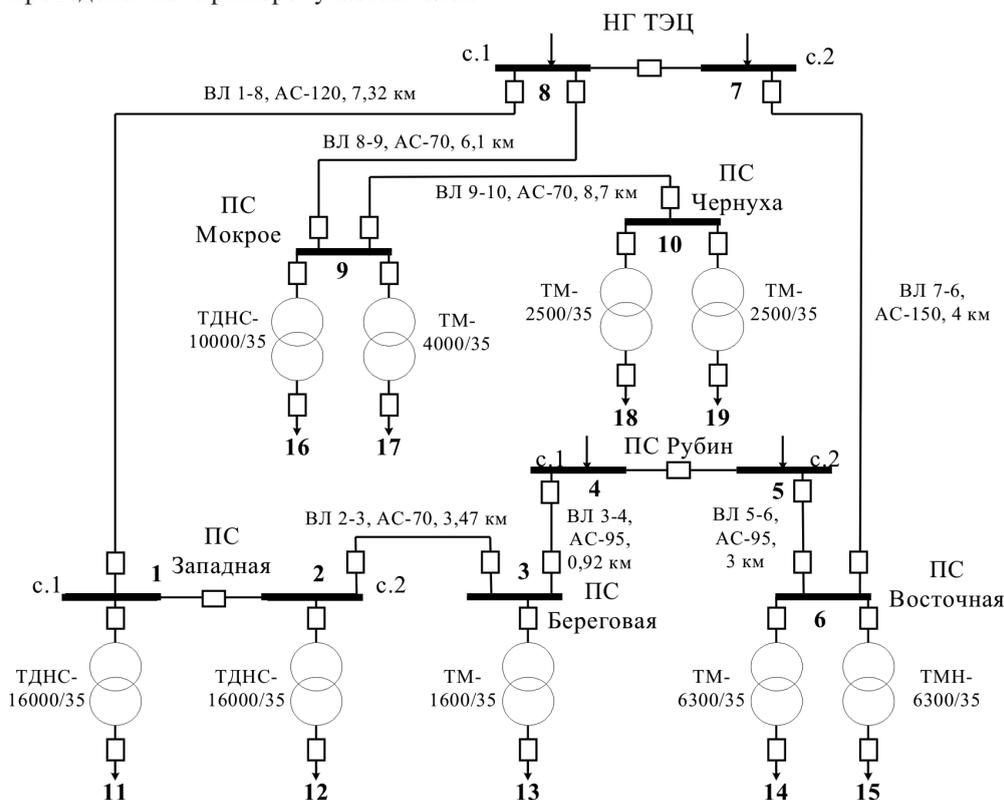


Рис. 2. Однолинейная схема участка электрических сетей напряжением 35 кВ

Исходные данные по показателям надежности электрооборудования и линий электропередачи приняты по материалам ОАО «Фирма ОРГРЭС». По итогам анализа получено 14 возможных конфигураций сети, из них только 12 соответствуют требованиям (табл. 1).

Для каждого потребителя рассматриваемого сетевого района (узлы 11–19) рассчитаны единичные показатели надежности всех возможных вариантов передачи электроэнергии от ЦП. Для получения результирующих оценок надежности проведено попарное сравнение единичных показателей (табл. 2).

Относительная важность критериев выбирается персоналом ТСО, обеспечивающей эксплуатацию распределительных сетей. Полученные результаты являются приемлемыми по значению ОС и одинаковыми для всех узлов нагрузки сетевого района. Оценки показателей надёжности возможных вариантов передачи электроэнергии до каждого потребителя узла 11 (ПС Западная, с. 1) приведены в табл. 3.

Аналогичные оценки получены и для остальных узлов нагрузки рассматриваемой сети. Критерии оценки приоритета потребителей (табл. 4) определяются при условии, что суммарная мощность узла является в 3 раза менее важным компонентом, чем максимальная категория надежности потребителей в узле.

Полученные результаты показывают, что наиболее простым вариантом определения мест размыкания в рассматриваемой сети является обеспечение максимальной надежности электропередачи до ключевого потребителя сети (узел 11) с последующим выбором связей до оставшихся неподключенными к ЦП потребителей. По этому принципу выбираются в качестве наиболее рациональных 7-я или 8-я конфигурации сети (табл. 1).

Для более детального поиска оптимальных мест размыкания рассчитывается сравнительная оценка надежности (4) всех возможных конфигураций с учетом приоритета потребителей (табл. 5).

Таблица 1

Номер конфигурации	Отключенные ветви	Нагрузочные потери, МВт	Характеристика режима электропередачи
1	7-8, 4-5, 1-2, 5-6	0,141	Соответствует требованиям
2	7-8, 4-5, 1-2, 7-6	0,143	Соответствует требованиям
3	7-8, 4-5, 2-3, 7-6	0,181	Соответствует требованиям, сильно загружена ветвь 1-8 (0,180 кА)
4	7-8, 4-5, 2-3, 5-6	0,174	
5	7-8, 4-5, 3-4, 5-6	0,192	Соответствует требованиям, сильно загружена ветвь 1-8 (0,195 кА)
6	7-8, 4-5, 3-4, 7-6	0,193	
7	7-8, 4-5, 1-8, 5-6	0,182	Соответствует требованиям, сильно загружены ветви 3-4 (0,194 кА) и 2-3 (0,183 кА, загрузка близка предельной в режиме максимума). Не желательна длительная работа
8	7-8, 4-5, 1-8, 7-6	0,184	
9	7-8, 1-8, потеря ЦП 4 и 5	0,320	Соответствует требованиям
10	7-8, 4-5, потеря ЦП 4 и 5	0,194	То же
11	7-8, 2-3, потеря ЦП 4 и 5	0,184	То же
12	7-8, 1-2, потеря ЦП 4 и 5	0,173	Соответствует требованиям, сильно загружена ветвь 7-6 (0,139 кА)
13	7-8, 4-5, потеря ЦП 7 и 8	0,320	Не соответствует требованиям, сильно загружены ветви 3-4 (0,299 кА) и 2-3 (0,285 кА, перегрузка в режиме максимума)
14	7-8, потеря ЦП 4, 5 и 8	0,73	Не соответствует требованиям. Напряжения снижаются ниже допустимых, перегружаются ветви 7-6, 3-2

Таблица 2

Параметр	$t_{б.р.}$, год	ω_B 1/год	$1/t_B$, 1/ч	СВ	Норм. значение
$t_{б.р.}$, год	1,000	9,000	7,000	3,979057	0,792757363
ω_B 1/год	0,111	1,000	0,500	0,381571	0,076021412
$1/t_B$, 1/ч	0,143	2,000	1,000	0,658634	0,131221225
Сумма	1,254	12	8,5	5,019262	1
λ_{max}	3,0217	ИС	0,0109	ОС	0,0187

Таблица 3

Номер п/п	Путь по узлам от ЦП	$t_{б,р}$, год	ω_B , 1/год	$1/t_B$, 1/ч	Критерий	Вес	Оценка
1	8-1-11	0,15	0,14	0,16	$t_{б,р}$, год	0,792757	0,154492
2	8-7-6-5-4-3-2-1-11	0,09	0,11	0,09	ω_B , 1/год	0,076021	0,088424
3	7-8-1-11	0,15	0,14	0,17	$1/t_B$, 1/ч	0,131221	0,153453
4	7-6-5-4-3-2-1-11	0,08	0,11	0,09			0,081003
5	4-3-2-1-11	0,180	0,044	0,126			0,162624
6	4-5-6-7-8-1-11	0,075	0,206	0,120			0,091157
7	5-4-3-2-1-11	0,203	0,045	0,137			0,182295
8	5-6-7-8-1-11	0,072	0,205	0,106			0,086552

Таблица 4

Номер узла нагрузки	Категория	S , отн.ед.	Критерий	Вес	Оценка
11	0,273	0,271	Категория	0,75	0,272220234
12	0,273	0,158	S , заключение МВ-А	0,25	0,244084031
13	0,030	0,029			0,029961785
14	0,152	0,172			0,156632327
15	0,152	0,139			0,148449596
16	0,030	0,072			0,040741556
17	0,030	0,075			0,041371916
18	0,030	0,059			0,037449615
19	0,030	0,025			0,029088938

Таблица 5

Номер конфигурации	Номер узла									
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	R_{Σ}
1	0,086	0,106	0,136	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,089543
2	0,086	0,106	0,136	0,094	0,094	0,083	0,083	0,083	0,083	0,094471
3	0,086	0,080	0,136	0,094	0,094	0,083	0,083	0,083	0,083	0,088031
4	0,086	0,080	0,136	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083103
5	0,086	0,080	0,031	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,079939
6	0,086	0,080	0,031	0,094	0,094	0,083	0,083	0,083	0,083	0,084867
7	0,091	0,106	0,136	0,094	0,094	0,083	0,083	0,083	0,083	0,095703
8	0,091	0,106	0,136	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,090775
9	0,045	0,049	0,030	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,061278
10	0,086	0,080	0,031	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,079939
11	0,086	0,080	0,031	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,079939
12	0,086	0,049	0,030	0,078	0,078	0,083	0,083	0,083	0,083	0,072412

Согласно полученным результатам по критерию обеспечения максимальной надежности потребителей рассматриваемого сетевого района предпочтительной является конфигурация 7. Итоговый выбор оптимального решения, по мнению авторов, необходимо принимать с учетом нагрузочных потерь в

нормальном режиме электропередачи. Приоритет потерь и надежности определяется персоналом ТСО в зависимости от вероятного недоотпуска электроэнергии (в рассматриваемом примере 0,4 на 0,6). Результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 6

Номер конфигурации	Оценка надежности	Нагрузочные потери, Мвт	Обратное значение потерь	Нормированные потери	Результирующая оценка конфигурации
1	0,089543	0,141	7,092	0,107	0,096597
2	0,094471	0,143	6,993	0,106	0,098955
3	0,088031	0,181	5,525	0,083	0,086216
4	0,083103	0,174	5,747	0,087	0,084603
5	0,079939	0,192	5,208	0,079	0,079448
6	0,084867	0,193	5,181	0,078	0,082241
7	0,095703	0,182	5,495	0,083	0,090636
8	0,090775	0,184	5,435	0,082	0,087318
9	0,061278	0,32	3,125	0,047	0,055657
10	0,079939	0,194	5,155	0,078	0,079123
11	0,079939	0,184	5,435	0,082	0,080817
12	0,072412	0,173	5,780	0,087	0,078389

Таким образом, наиболее оптимальной для длительного режима электропередачи является конфигурация № 2. Кроме того, полученные оценки позволяют определить предпочтительные решения по управлению коммутационной аппаратурой в послеаварийных и ремонтных режимах сети.

Выводы. Разработанный алгоритм управления конфигурацией распределительных электрических сетей 6–35 кВ на основе метода анализа иерархий Саати позволяет принимать многокритериальные решения по выбору оптимальных мест размыкания. Рекомендуется выбирать оптимальные конфигурации сети при совместном учете потерь электроэнергии в установившемся режиме сети и комплексных оценок обеспечения надежности электроснабжения отдельных потребителей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Саати Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий. М.: Радио и связь, 1993, 278 с.
2. Вуколов В.Ю., Куликов А.Л., Папков Б.В. Определение мест размыкания распределительных электрических сетей в задаче повышения надежности электроснабжения. – Материалы Международ. научного семинара им. Ю.Н. Руденко/Под ред. Н.И. Воропая, Ю.Я. Чукреева. Сыктывкар: Изд-во ООО «Коми республиканская типография», 2016, с. 187–196.

3. Зорин В.А., Пройдакова Е.В., Федоткин М.А. Введение в общие цепи Маркова: Учебно-методическое пос. Нижний Новгород: Изд. Нижегородского госуниверситета, 2013, 51 с.

4. Вуколов В.Ю., Куликов А.Л., Шарыгин М.В. Метод имитирования случайного графика нагрузки с заданными параметрами для обучения автоматики электроснабжения. – Вестник НГИЭУ, 2017, № 3 (70), с. 40–49.

[14.11.2018]

А в т о р ы: Вуколов Владимир Юрьевич окончил Нижегородский государственный технический университет (НГГТУ) им. Р.Е. Алексеева в 2008 г. Кандидатскую диссертацию защитил в 2012 г. Доцент кафедры электроэнергетики, электроснабжения и силовой электроники НГГТУ им. Р.Е. Алексеева.

Колесников Антон Александрович окончил НГГТУ им. Р.Е. Алексеева в 2008 г. Главный специалист ООО «Альтаир», Нижний Новгород.

Пнев Евгений Романович окончил НГГТУ им. Р.Е. Алексеева в 2017 г. Главный специалист АО Инжиниринговая компания атомстройэкспорт, Нижний Новгород.

Папков Борис Васильевич окончил Горьковский политехнический институт в 1967 г. Докторскую диссертацию защитил в 1994 г. Профессор кафедры электрификации и автоматизации Нижегородского государственного инженерно-экономического университета.

Managing the Configuration of 6–35 kV Electrical Distribution Networks

VUKOLOV Vladimir Yu. (Nizhniy Novgorod State Technical University named R. Ye. Alekseyev (NNSTU), Nizhniy Novgorod, Russia) – Associate Professor, Cand. Sci. (Eng.)

KOLESNIKOV Anton A. (LLC «Al'tair», Nizhniy Novgorod, Russia) – Main Specialist

PNEV Yevgeny R. (*JSC «ASE», Nizhniy Novgorod, Russia*) – *Main Specialist*

PAPKOV Boris V. (*Nizhniy Novgorod State Engineer-Economic University, Nizhniy Novgorod, Russia*) –
Professor, Dr. Sci. (Eng.)

In the majority of territorial network utilities (TNUs), efforts aimed at optimizing the configuration of their 6/10–35 kV networks are only taken if failures occur in their individual components participating in power transmission processes under normal steady-state operating conditions. The legislation that is currently in force in the tariff setting field excludes almost completely the possibility of taking into account power losses as the main factor in determining circuit disconnection places in the normal mode of distribution network operation. It should also be noted that the optimal open-loop configurations of a 6–35 kV electric network are in the general case different for different reliability indicators. Thus, there is a need to develop a universal approach to determining the distribution network configuration that would be the most efficient one for both the TNU and end consumers with taking different factors into account. The suggested algorithm for managing the configuration of 6–35 kV electric networks developed based on the Saati hierarchy analysis method opens the possibility of making multicriterion-based decisions on selecting the optimal disconnection places.

K e y w o r d s: *electric network, reliability, determination of disconnection places, configuration management, hierarchy analysis method*

REFERENCES

1. **Saati T.** *Prinyatiye resheniy. Metod analiza iyerarkhiy* (Decision making. Hierarchy analysis method). Moscow, Radio i svyaz', 1993, 278 p.
2. **Vukolov V.Yu., Kulikov A.L., Papkov B.V.** *Materialy Mezhdunarod. nauchnogo seminara im. Yu.N. Rudenko – in Russ.* (Proc. of the Intern. Scientific Workshop named after Yu. N. Rudenko)/Edit. by N.I. Voropai, Yu.Ya. Chukreyev. Syktyvkar, Publ. of LLC «Komi respublikanskaya tipografiya», 2016, pp. 187–196.
3. **Zorin V.A., Proidakova Ye.V., Fedotkin M.A.** *Vvedeniye v obshchiye tsepi Markova: Uchebno-metodicheskoe pos.* (Introduction to General Markov Circuits. A Handbook). N. Novgorod, Publ. of N. Novgorod State University, 2013, 51 p.
4. **Vukolov V.Yu., Kulikov A.L., Sharygin M.V.** *Vestnik Nizhegorodskogo gosudarstvennogo inzhenerno-ekonomicheskogo universiteta – in Russ.* (*Bulletin of N. Novgorod State Engineering and Economic University*), 2017, No. 3 (70), pp. 40–49.

[14.11.2018]