

УДК 621.311.1

КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ЗОНЫ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ОЦЕНКЕ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ. ЧАСТЬ 1

© 2024 г. Д. С. Крупенёв^{1, *}, Н. А. Беляев², Д. А. Бояркин¹

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики
им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия

²Акционерное общество «Научно-технический центр Единой энергетической системы», Санкт-Петербург, Россия

*e-mail: krupenev@isem.irk.ru

Поступила в редакцию 26.07.2023 г.

После доработки 04.06.2024 г.

Принята к публикации 07.06.2024 г.

В статье рассматривается вопрос кластеризации электроэнергетических систем (ЭЭС) на зоны надежности для формирования энергетических расчетных моделей (ЭРМ) ЭЭС, предназначенных для выполнения расчетов показателей балансовой надежности. Обоснование глубины детализации ЭРМ основано на учете двух свойств ЭЭС: надежности, а именно на основе расчетных оценок границ применимости детерминированных и вероятностных критериев надежности, и экономичности, а именно на основе сопоставления стоимостных оценок мероприятий по обеспечению надежности. В первой части статьи для решения поставленной задачи предлагается использование ряда инженерных подходов, в которых учитываются надежность и экономичность ЭЭС. В разделе экспериментальных исследований представлены результаты применения предлагаемых алгоритмов для формирования ЭРМ объединенной энергосистемы Сибири.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, балансовая надежность, зона надежности, межзональная связь, энергетическая расчетная модель, кластеризация, инженерные методы

DOI: 10.31857/S0002331024010025

ВВЕДЕНИЕ

В России понятие энергетической расчетной модели (ЭРМ) введено в методических указаниях по проектированию развития энергосистем в соответствии с базовыми принципами оценки показателей балансовой надежности (ПБН) [1]. Однако вопрос о необходимой размерности и детализации ЭРМ остается открытым.

Формирование ЭРМ в общем случае обосновано большой размерностью задачи оценки и синтеза балансовой надежности (БН) и максимальным сокращением сетевой составляющей, слабо влияющей на показатели БН. Формирование ЭРМ должно основываться на структуре электроэнергетической системы (ЭЭС), технических и надежностных характеристиках элементов, режимных и экономических особенностях функционирования ЭЭС. ЭРМ представляются в виде многозонных моделей, включающих зоны надежности и межзональные (межсистемные) связи (МС). Зона надежности включает в себя часть ЭЭС, внутри которой маловероятны ограничения при передаче активной мощности во всех возможных режимах на период оценки БН. Зона надежности содержит определенное количество электрических станций и определенную нагрузку потребителей. МС представляет собой набор линий электропередачи (ЛЭП) между зонами надежности. Агрегаты на электрических станциях, нагрузка потребителей в зоне надежности и ЛЭП в МС при оценке БН характеризуются определенным набором надежностных и технических параметров, учитываемых при оценке БН.

Фактически процедура кластеризации ЭЭС на зоны надежности и формирования ЭРМ является одним из этапов оценки БН, так как корректность кластеризации напрямую влияет на адекватность значений ПБН и дальнейшее решение задач на их основании, например, обоснования уровня резервирования генерирующей мощности. Методика оценки БН на основе метода Монте-Карло с учетом этапа кластеризации ЭЭС в общем виде будет представлять следующую последовательность вычислительных этапов:

1. Кластеризация расчетной схемы (поузловой) ЭЭС на зоны надежности.
2. Формирование множества случайных состояний ЭЭС для периода оценки БН.

3. Минимизация дефицита мощности для сформированных случайных состояний ЭЭС.

4. Вычисление ПБН.

Как правило, оценка БН проводится для годового периода, при этом учитывается множество параметров, влияющих на надежность ЭЭС, в т.ч. и почасовой график изменения потребления мощности, который для разных зон надежности может иметь значительные изменения в течение года, аварийность энергетического оборудования, нерегулярные колебания потребления мощности и др. Изменение указанных параметров в расчетном периоде может оказывать существенное влияние на значения ПБН и, соответственно, определять требования для многократного формирования ЭРМ в цикле оценки БН.

Таким образом, задача формирования ЭРМ или кластеризации ЭЭС на зоны надежности является одной из ключевых во всем процессе оценки БН. Остановимся на некоторых моментах отечественной практики кластеризации ЭЭС на зоны надежности. Изначально оценку БН проводили, представляя анализируемую ЭЭС одной зоной надежности. При этом учитывались надежность только генерирующего оборудования и вероятностные характеристики нагрузки потребителей [1, 2]. Представление ЭРМ в таком виде объясняется отсутствием методических наработок для анализа многозонных моделей и недостаточной вычислительной базой для решения более сложных задач. При однозонном представлении ЭРМ получаемые ПБН являются достаточно «грубыми» и могут обладать высокой погрешностью без учета территориального разброса уровней БН. Представление ЭРМ в таком виде возможно только при индикативном прогнозе показателей на период более 20 лет, когда объективно имеется высокая неопределенность в исходных данных. Для корректного анализа БН современных сложных ЭЭС необходимо проводить их обоснованную кластеризацию. Большинство существующих подходов к кластеризации ЭЭС на зоны надежности носит экспертный характер и основано на организационных принципах управления ЭЭС. Например, одним из подходов к кластеризации Единой энергосистемы (ЕЭС) России является ее разделение на 7 зон надежности, где каждая зона соответствует одной из объединенных энергосистем (ОЭС), входящих в ЕЭС России. Связи между ними состоят из межсистемных ЛЭП. С внедрением в отечественной электроэнергетике рыночных отношений были предприняты попытки формировать схему ЕЭС для оценки БН в соответствии с зонами свободного перетока, но разбиение ЕЭС подобным образом, несмотря на более глубокую детализацию, не имеет строгого обоснования для целей оценки БН. Предпочтительным с позиций информационного наполнения ЭРМ является кластеризация ЕЭС таким образом, что каждая зона надежности представляет энергосистему субъекта Российской Федерации [3]. В таком случае не исключается, что некоторые энергосистемы в зависимости от режимно-балансовой ситуации и сетевых ограничений разбиваются на несколько зон надежности, а некоторые, наоборот, объединяются. Ввиду того что статистическая информация по потреблению электроэнергии агрегируется по территориальным энергосистемам, подготовка исходных данных для оценки БН упрощается. Во всех перечисленных способах кластеризации ЭЭС открытым остается ряд вопросов, в т.ч. определение пропускных способностей МС.

Стоит отметить зарубежную практику формирования ЭРМ. Так, например, в США оценку БН проводят для 20-зонной расчетной модели [4, 5]. Формирование зон надежности выполнено экспертно с использованием представительной выборки ретроспективной информации о функционировании и надежности энергосистемы США. Европейская ассоциация сотрудничества операторов систем передачи электроэнергии (ENTSO-E) формирует отчеты по среднесрочным прогнозам БН европейской энергосистемы [6]. В сферу анализа попадают страны – члены ENTSO-E (42 оператора систем передачи электроэнергии). Расчетная схема для анализа БН формируется согласно границам энергосистем государств, т.е. практически энергосистема каждого государства представляет зону надежности. Для более детального анализа ситуации в области БН энергосистем внутри государств проводится их дополнительное деление на зоны надежности, как правило, основанное на экспертном подходе.

Целью настоящей статьи является анализ факторов, влияющих на формирование ЭРМ, представление и анализ ряда инженерных алгоритмов формирования ЭРМ.

КРИТЕРИЙ КЛАСТЕРИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ЗОНЫ НАДЕЖНОСТИ

Содержательно задача кластеризации ЭЭС на зоны надежности формулируется следующим образом: *для известной структуры ЭЭС, характеристик генерирующего оборудования и графиков потребления мощности, ограничений пропускной способности ЛЭП и их групп (сечений), организационно-экономических условий функционирования ЭЭС необходимо определить границы зон надежности для формирования ЭРМ и дальнейшей оценки БН.*

Математически задачу кластеризации ЭЭС на зоны надежности можно сформулировать следующим образом: задано $X = \{x_1, x_2, \dots, x_N\}$ – множество узлов расчетной схемы ЭЭС, заданных в k – мерном пространстве признаков:

$$x^k = \{x_1^k, x_2^k, \dots, x_N^k\}, k = 1, \dots, K. \quad (1)$$

Между узлами расчетной схемы ЭЭС существует функция расстояния (метрика) $\rho(x_i, x_l)$. Следует понимать, что функция расстояния не является прямым расстоянием между узлами расчетной схемы. Функция расстояния формируется из комплекса рабочих характеристик энергосистемы, учитываемых при кластеризации ЭЭС.

Требуется разбить конечную выборку узлов расчетной схемы X на Z непересекающихся подмножеств:

$$\begin{aligned} S_z, z = 1, \dots, Z; \\ X = \bigcup_{z=1}^Z S_z; \\ z : \forall x_i, x_l \in z, \rho(x_i, x_l) \leq \rho_{\max}, \bigcup_{z=1}^Z S_z, \end{aligned} \quad (2)$$

которые образуют зоны надежности Z таким образом, что каждая зона надежности включает узлы, у которых метрика ρ меньше порогового значения $\rho_{\max}$, в обратном случае узлы сортируются в разные зоны надежности.

При этом каждому узлу $x_i \in X$ присваивается номер зоны надежности $z_j \in Z$.

Для решаемой задачи наиболее подходящей стратегией кластеризации будет стратегия «разделяй и властвуй», которая заключается в разбиении рассматриваемого множества на группы схожих объектов. В рассматриваемом случае число зон надежности должно стремиться к минимуму, т.е.:

$$Z \rightarrow \min_{\rho} \quad (3)$$

При решении реальных практических задач нужно понимать, что разбиение системы на зоны надежности условное и зависит от используемых критериев, формирующих метрику ρ .

ФОРМИРОВАНИЕ ЭРМ НА ОСНОВАНИИ КОНТРОЛИРУЕМЫХ СЕЧЕНИЙ

При управлении режимами работы энергосистемы задается набор контролируемых сечений (набор параллельно соединенных сетевых элементов), нагрузка которых в процессе эксплуатации контролируется системным оператором на предмет неперевышения максимально допустимого перетока, определяемого критериями допустимой токовой нагрузки элементов, статической и динамической устойчивости в нормальных и послеаварийных режимах [7]. На основании учета контролируемых сечений алгоритм разделения ЭЭС на зоны надежности может быть представлен в следующем виде:

1. Формирование состава элементов электрической сети, включенных в заданные контролируемые сечения.
2. Идентификация зоны надежности ЭЭС на основании состава элементов ЭЭС, указанных в п. 1. Если узел или совокупность узлов отделены контролируемым сечением или совокупностью контролируемых сечений от остальной части ЭЭС, то такой узел или такая совокупность узлов образуют зону надежности.
3. Пропускные способности МС определяются в соответствии с максимально допустимыми перетоками активной мощности по контролируемым сечениям. Генерирующая мощность и нагрузка зоны надежности формируются из генерирующих агрегатов и потребителей, вошедших в зону надежности.

Подобный способ кластеризации ЭЭС на зоны надежности является приемлемым для горизонта планирования развития ЭЭС до 6 лет, в течение которых структура ЭЭС изменится незначительно и эти изменения однозначно определены схемой и программой развития ЭЭС [8]. Несомненной положительной стороной при использовании этого подхода является определенность с пропускными способностями МС, которые формируются на основе значений максимально допустимых перетоков активной мощности.

При сложноразветвленной структуре электрической сети изложенный подход может быть формализован. Для этого необходимо вычислить коэффициенты $k_{x,d}$ потокораспределения (сетевые коэффициенты), являющиеся коэффициентами линейной зависимости перетоков мощности по контролируемым сечениям d от генерации и потребления мощности в узлах x ЭЭС. Сетевые коэффициенты могут быть вычислены алгебраически для линеаризованной модели ЭЭС или определены экспериментально путем выполнения

серии расчетов по оценке чувствительности перетоков мощности в контролируемых сечениях к изменению нагрузок и генерации в узлах. В результате метрика может быть задана как функция разности сетевых коэффициентов соответствующих узлов:

$$\rho(x_i, x_l) = F(\|k_{x_i,d} - k_{x_l,d}\|). \quad (4)$$

Далее, используя известные алгоритмы кластеризации, при заданном $\rho_{\max}$ задачу кластеризации можно решить однозначно. Подробно данный подход изложен в работе [9].

ФОРМИРОВАНИЕ ЭРМ НА ОСНОВАНИИ ЭКСПРЕСС АНАЛИЗА БН

Наиболее распространенными в практике проектирования и эксплуатации ЭЭС являются детерминированные критерии надежности вида $N-k$. Широкое применение этих критериев обусловлено их наглядностью и отсутствием необходимости выполнения сложных расчетов, которые требуются при применении вероятностных критериев. В настоящее время при проектировании развития электрических сетей применяют критерии $N-1$ для режимов максимальных нагрузок и $N-2$ для режимов минимальных нагрузок (в период проведения ремонтной кампании) [10].

Очевидно, что для современных ЭЭС с большим количеством элементов применение детерминированных критериев для анализа БН неприемлемо, поскольку режимы, соответствующие критериям $N-1$ и $N-2$, охватывают лишь небольшую долю возможных состояний таких ЭЭС. Тем не менее, указанные критерии вполне корректно применять для оценки БН энергорайонов, электроснабжение которых зависит от состояния всего нескольких элементов ЭЭС (единиц генерирующего оборудования или ЛЭП). В этом случае оценка надежности с использованием детерминированных критериев может приводить к приемлемому результату без выполнения трудоемких расчетов с использованием вероятностно-статистических методов.

Оценим границы возможного применения критерия $N-1$ для энергорайона, электроснабжение которого осуществляется от N элементов ЭЭС. При выполнении критерия $N-1$ расчетными состояниями рассматриваемой системы являются все состояния с отказом не более одного элемента из N . Вероятность бездефицитной работы P в рассматриваемом случае можно рассчитать по формуле:

$$P = \prod_i (1 - q_i) + \sum_i \left(q_i \cdot \prod_{j \neq i} (1 - q_j) \right), \quad i = 1, \dots, I \quad (5)$$

где q_i — вероятность аварийного состояния i -го элемента. Результаты расчета P в зависимости от N при характерном значении $q_i = 0,02$ приведены в табл. 1.

По данным табл. 1 можно отметить, что при нормативном уровне БН — вероятности бездефицитной работы, равной 0,996 [11], — анализ БН с использованием критерия $N-1$ возможен при $N \leq 5$. В этом случае суммарная вероятность всех расчетных состояний выше 0.996, и при выполнении критерия $N-1$, то есть при отсутствии дефицита мощности при отказе одного любого элемента, указанный нормативный уровень будет заведомо обеспечиваться. Соответственно, выделение в отдельные зоны надежности энергорайонов, электроснабжение которых зависит от 5 или менее элементов ЭЭС, нецелесообразно. Для анализа БН в отношении таких энергорайонов могут корректно применяться детерминированные критерии $N-k$.

В качестве экспресс-методики оценки БН может также выступать методика на основании метода Монте-Карло, но с сокращением числа анализируемых состояний. Одной из основных вычислительных проблем при применении методики оценки БН на основании метода Монте-Карло является большая размерность решаемой задачи, что приводит к высоким временным затратам. Стоит отметить, что именно по причине уменьшения размерности задачи требуется кластеризация ЭЭС на зоны надежности. При оценке БН на основе метода Монте-Карло пытаются достичь заданного критерия точности для

Таблица 1. Вероятность бездефицитной работы при применении критерия $N-1$

N	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	0.9996	0.9988	0.9977	0.9962	0.9943	0.9921	0.9897	0.9869	0.9838

каждого часа анализируемого периода [12, 13]. Для схемы ЭЭС с учетом всех узлов и ЛЭП, для которой проводится кластеризация, это является крайне трудоемкой процедурой, а в некоторых случаях просто невыполнимой. В этом случае одним из методов решения может быть упрощение задачи, например, проведение оценки только для часа максимума нагрузки ЭЭС или для месячных максимумов нагрузки ЭЭС и использование полученных показателей при кластеризации.

По определению в зоне надежности маловероятны ограничения на перетоки мощности во всех вероятных режимах работы ЭЭС. Из этого следует, что если вероятность бездефицитной работы в смежных узлах системы принимают относительно близкие значения, то такие узлы можно объединить в зону надежности. Таким образом, метрика в данном подходе будет представлена функцией разности между вероятностью бездефицитной работы в смежных узлах ЭЭС:

$$\rho(x_i, x_j) = F(|P_i - P_j|), \quad (6)$$

$$i = 1, \dots, n, \quad j = 1, \dots, n, \quad i \neq j,$$

где n — количество узлов ЭЭС.

Алгоритм кластеризации ЭЭС в этом случае будет следующий:

1. Оценка БН полной схемы ЭЭС (схема со всеми узлами и ЛЭП) экспресс-методикой.
2. Определение разности вероятности бездефицитной работы между смежными узлами ЭЭС.
3. Если разность больше заданного критерия Δ , то такие узлы распределяются в разные зоны надежности.
4. Если разность меньше заданного критерия Δ , то такие узлы определяются в одну зону надежности.
5. Если в кольцевых соединениях разность вероятности бездефицитной работы между смежными узлами противоречивая (т.е. между разными узлами Δ принимает значения больше и меньше заданного критерия), то такие узлы объединяются в одну зону надежности.

Одной из основных задач при формировании ЭРМ является определение пропускных способностей МС. В случае кластеризации ЭЭС на основании контролируемых сечений, рассмотренном выше, такая задача решена. В других подходах эта задача требует решения. В общем случае пропускная способность МС определяется в соответствии с [7], при отсутствии необходимой для этого информации — на основе справочных данных [14] в соответствии с выражением:

$$P_{max} = \min \left(P; 0.8 \frac{U^2}{x_0 l} \right), \quad (6)$$

где $P_{доп}$ — максимальная передаваемая мощность по условиям длительно допустимой токовой нагрузки; $U_{ном}$ — номинальное напряжение ЛЭП, кВ; x_0 — погонное индуктивное сопротивление ЛЭП (Ом/км); l — протяженность ЛЭП (км).

ФОРМИРОВАНИЕ ЭРМ В СООТВЕТСТВИИ С ЭКОНОМИЧЕСКИМ КРИТЕРИЕМ

Как уже отмечено, одной из основных целей оценки ПБН является обоснование потребности ЭЭС в генерирующих мощностях и их распределении по зонам надежности в соответствии с ограничениями на передачу мощности по МС. При выявлении недостаточного уровня БН принимаются инвестиционные решения по сооружению новых генерирующих мощностей, при этом их объем и размещение определяются в т.ч. указанными сетевыми ограничениями. Альтернативой сооружению новых генерирующих мощностей в конкретной зоне надежности может быть усиление инцидентных ей МС при условии наличия достаточного резерва мощности в смежных зонах надежности.

Из этого можно заключить, что при формировании ЭРМ достаточно учесть ограничения на передачу мощности только по тем участкам электрической сети, стоимость усиления которых сопоставима со стоимостью сооружения новых генерирующих мощностей. Учет иных сетевых ограничений, устранение которых заведомо характеризуется меньшей капиталоемкостью, не только ведет к избыточной детализации ЭРМ и усложнению процедур оценки и анализа ПБН, но и потенциально может повлечь неэффективные инвестиционные решения по развитию генерирующих мощностей, например, если такие решения будут обусловлены локальными ограничениями в распределительной сети, учтенными в ЭРМ, при наличии избытков мощности в ЭЭС в целом.

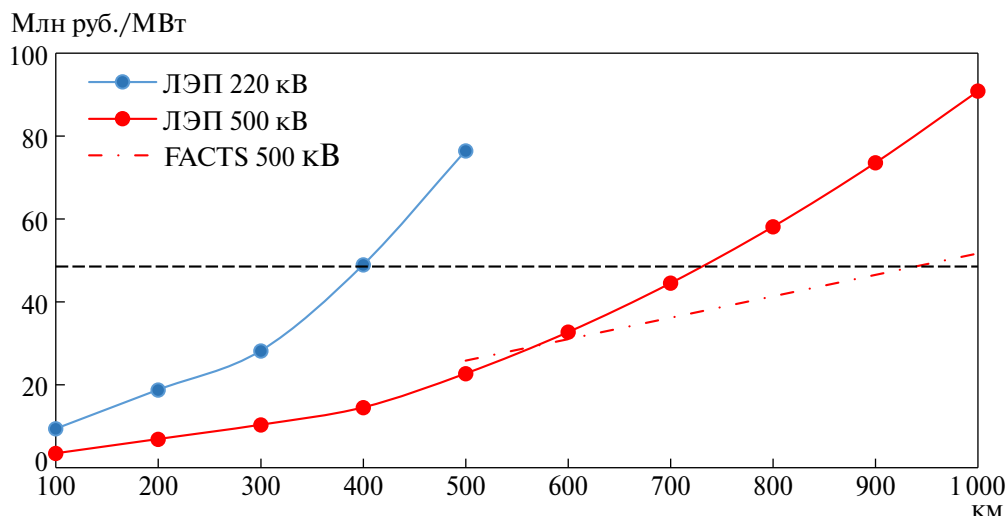


Рис. 1. Зависимости УКВ на единицу пропускной способности ЛЭП от ее протяженности.

В соответствии с изложенным, выполним оценку сетевых ограничений, учет которых экономически целесообразен при обосновании границ зон надежности в ЭРМ. В качестве исходных данных для такой оценки используем укрупненные нормативы цен типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства [15] и проиндексированные показатели удельных капиталовложений (УКВ) в генерирующие объекты газовой генерации, которая, как правило, замыкает баланс мощности, по данным [16].

По данным [14] УКВ в воздушную ЛЭП класса напряжения 500 кВ в типовой компоновке с учетом подстанционной части оцениваются в 59 млн руб. на 1 км длины, в одноцепную ЛЭП класса напряжения 220 кВ — 28 млн руб. на 1 км длины в ценах 2021 года. УКВ в генерацию по данным [16] с учетом индексации на 2021 год и верификации по конкретным проектам оцениваются в среднем в 50 млн руб. на 1 МВт установленной мощности. Указанные значения УКВ приведены без учета затрат на землеотвод.

Для вычисления УКВ на единицу пропускной способности ЛЭП требуется задать их пропускную способность, которая может быть определена по (5). УКВ на единицу пропускной способности ЛЭП зависят от ее протяженности и определяются как отношение стоимости ЛЭП, определенной на основе УКВ по данным [14], к пропускной способности, определенной по формуле (5).

Результаты выполненных расчетов представлены на рис. 1. На представленном графике по оси абсцисс отложена протяженность ЛЭП, по оси ординат — УКВ на единицу пропускной способности ЛЭП. Красным и синим маркером показаны зависимости для ЛЭП 500 кВ и 220 кВ соответственно. Черным пунктиром обозначен уровень УКВ в генерацию.

Рассматривая полученные зависимости, можно отметить следующее. Зависимости УКВ на единицу пропускной способности для ЛЭП малой протяженности (до 400 км для ЛЭП 500 кВ и до 300 км для ЛЭП 220 кВ) являются линейными, при дальнейшем увеличении протяженности УКВ растут более высокими темпами. Это обусловлено тем, что для ЛЭП малой протяженности пропускная способность определяется условиями допустимой токовой загрузки и не зависит от протяженности, а для длинных ЛЭП — условиями устойчивости и снижается с ростом протяженности, что приводит к квадратичному росту УКВ. Уровень УКВ в генерацию для ЛЭП 500 кВ достигается при протяженности порядка 750 км, для ЛЭП 220 кВ — при протяженности 400 км.

Исходя из этих результатов, может быть сделан однозначный вывод о целесообразности выделения в отдельные зоны надежности ЭРМ узлов, находящихся на расстоянии более 750 км. В этом случае при необходимости повышения ПБН однозначно более экономичными будут решения по сооружению новых генерирующих мощностей. Сооружение новой ЛЭП эквивалентной пропускной способности потребует больших затрат и может быть обосновано только с учетом дополнительных эффектов, например, оптимизации баланса электрической энергии.

Ограничения на передачу мощности по ЛЭП протяженностью до 400 км при формировании ЭРМ, наоборот, исходя из предложенного подхода целесообразно не учитывать, так как стоимость усиления таких участков сети ниже, чем сооружение новых генерирующих мощностей в соответствующем объеме.

Подробнее необходимо рассмотреть случай, при котором расстояние между узлами составляет от 400 до 750 км. В этом случае УКВ для ЛЭП 500 кВ, как видно на рис. 1, ниже УКВ в генерацию. Однако необходимо учесть, что стоимость ЛЭП 500 кВ такой протяженности составляет 23.5–41 млрд руб., что соответствует стоимости сооружения нового генерирующего объекта установленной мощностью 500–800 МВт. Следовательно, если потребность в мощности ниже указанного диапазона, то строительство новой генерации экономичнее новой ЛЭП.

Таким образом, исходя из экономического принципа детализации ЭРМ, можно сделать следующие рекомендации по их формированию:

1. Узлы ЭЭС, находящиеся на расстоянии до 400 км, объединять в одну ЗН.
2. Узлы ЭЭС, находящиеся на расстоянии более 750 км, относить к разным зонам надежности, ограничения на передачу мощности по ЛЭП между ними учитывать при определении пропускной способности соответствующей МС.
3. Узлы ЭЭС, находящиеся на расстоянии от 400 до 750 км, объединять в одну зону надежности при потенциальной потребности в мощности данных узлов более 500–800 МВт.

Данные рекомендации могут быть скорректированы с учетом применения некапиталоемких средств повышения пропускной способности ЛЭП. Известно, что современные средства регулирования потоков мощности (фазоповоротные устройства, управляемые средства компенсации реактивной мощности и др.), совместно именуемые в литературе гибкими системами передачи переменного тока (FACTS), позволяют значительно повысить пропускную способность дальних ЛЭП вплоть до допустимой токовой загрузки. При этом коэффициент удорожания таких ЛЭП за счет установки соответствующих устройств, сооружения для них промежуточных подстанций и переключательных пунктов, на основе данных [14] можно оценить в 1.5. Тогда зависимость УКВ на единицу пропускной способности дальних ЛЭП 500 кВ с FACTS будет иметь вид, обозначенный на рис. 1 красным штрих-пунктиром.

Исходя из этих результатов, при применении FACTS предельное значение расстояния, указанное в пункте 1, может быть увеличено до 1000 км. Однако, учитывая пункт 3 и стоимость такой электропередачи, объединять в одну зону надежности узлы, находящиеся на удалении 500–1000 км целесообразно только при потенциальной потребности в мощности данных узлов порядка 1000–1500 МВт.

Из изложенного следует, что в рассматриваемом подходе в качестве метрики ρ можно принять отношение расстояния между узлами к потенциальной их потребности в мощности и ее пороговое значение $\rho_{\max} \approx 1$ км/МВт.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Результат применения предлагаемых алгоритмов кластеризации продемонстрируем на примере ОЭС Сибири. Стоит отметить, что исходные данные для проведения исследований были приняты на уровне 2022 года [17].

На рис. 2 представлена схема ОЭС Сибири с обозначенными зонами надежности, полученными при применении алгоритма на основании контролируемых сечений.

Как видно из рис. 2, на основании деления по контролируемым сечениям было выделено 18 зон надежности.

Далее была проведена кластеризация на основании анализа ПБН, полученных методом экспресс-оценки. В рассматриваемом случае для экспресс-оценки была использована упрощенная методика на

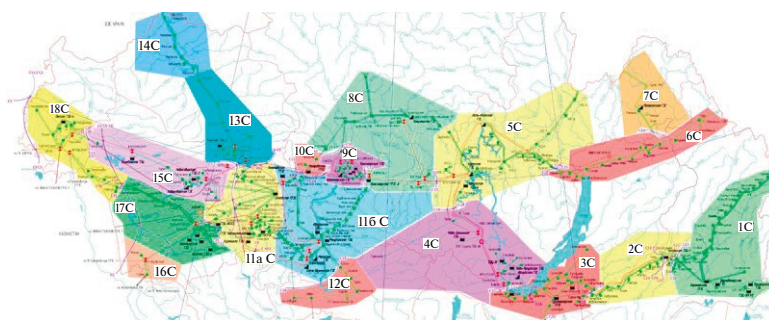


Рис. 2. Кластеризация ОЭС Сибири на зоны надежности по контролируемым сечениям.

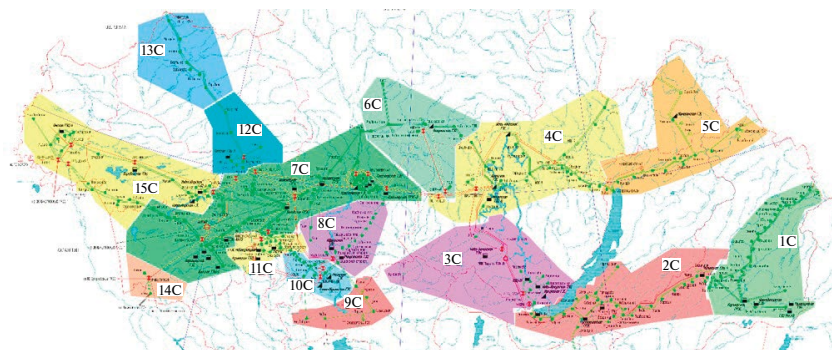


Рис. 3. Кластеризация ОЭС Сибири на зоны надежности на основании экспресс-анализа БН.

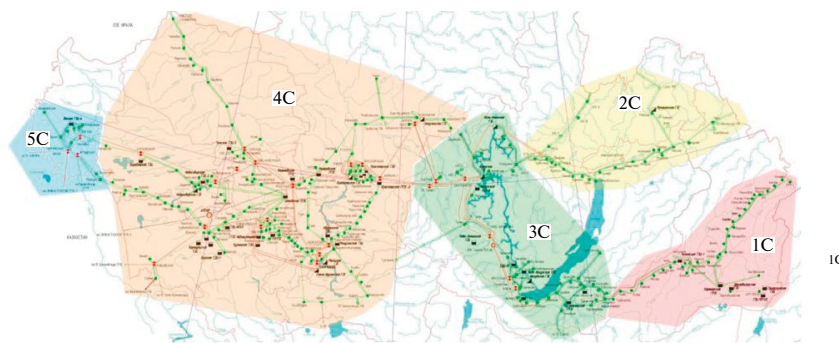


Рис. 4. Кластеризация ОЭС Сибири на зоны надежности на основании экономического критерия.

основании метода Монте-Карло. На рис. 3 представлен результат кластеризации ЭЭС на зоны надежности. По результатам кластеризации получено 15 зон надежности.

На следующем этапе экспериментальных исследований была проведена кластеризация ОЭС Сибири в соответствии с экономическим критерием. Результат кластеризации представлен на рис. 4. По результатам кластеризации получено 5 зон надежности. Следует отметить, что изначально с использованием вышеперечисленных рекомендаций в отдельные зоны надежности были выделены также энергосистемы Республики Тыва и Томской области. Однако, учитывая возможность использования детерминированных критериев для оценки таких зон надежности, они были объединены с зоной 4С.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассмотрена задача кластеризации ЭЭС на зоны надежности. Решение этой задачи необходимо для формирования ЭРМ ЭЭС, которые используются для расчетов показателей БН. Для решения поставленной задачи в статье рассматривается применение так называемых инженерных алгоритмов. Анализ применимости формализованных математических алгоритмов для решения задачи кластеризации ЭЭС на зоны надежности будет рассмотрен во второй части статьи. Стоит отметить, что решаемая задача по сути является первым этапом методики оценки БН ЭЭС.

Первый предлагаемый алгоритм основан на использовании данных о контролируемых сечениях анализируемой ЭЭС. Во втором алгоритме используется критерий отнесения узлов расчетной схемы к зонам надежности, основанный на разности значений вероятности безотказной работы смежных узлов. Для определения вероятности бездефицитной работы в данном случае должны использоваться методы экспресс-оценки БН. Третий алгоритм основан на сравнительном анализе затрат на развитие генерирующей и сетевой частей анализируемой ЭЭС.

В экспериментальной части статьи показан пример кластеризации ОЭС Сибири на зоны надежности при применении всех предлагаемых алгоритмов.

По результатам выполненных исследований можно отметить следующее:

1. С использованием рассмотренных алгоритмов получено три различные по степени детализации ЭРМ ОЭС Сибири. При этом следует отметить, что, несмотря на принципиально различные подходы к определению границ зон надежности в предложенных алгоритмах, в полученных моделях некоторые границы зон надежности совпадают. Соответствующие таким границам сетевые ограничения, очевидно, в наибольшей степени влияют на показатели БН.

2. Каждая из полученных ЭРМ для ОЭС Сибири имеет свою сферу применения, что необходимо учитывать при использовании данных моделей:

2.1 Модель, представленная на рис. 2, наиболее подробно отражает сложившуюся структуру электрической сети и может быть использована для оценки влияния на ПБН тех или иных контролируемых сечений электрической сети. При этом любые технические решения по повышению уровня БН, вытекающие из результатов расчетов, выполненных на такой модели, требуют обязательного технико-экономического обоснования. Данное требование обусловлено тем, что значительная часть сетевых ограничений, учтенных в модели, представленной на рис. 2, может быть устранена путем сооружения или даже реконструкции объектов электрической сети, стоимость которых ниже, чем стоимость сооружения новых генерирующих мощностей.

2.2 Модель, представленная на рис. 3, и алгоритм ее формирования могут быть применены для поиска узких мест, т.е. участков электрической сети с недостаточной пропускной способностью в энергосистеме, в т.ч. и новых контролируемых сечений, что, вообще говоря, является самостоятельной сложной задачей. Аналогично предыдущему случаю технические решения по устранению выявленных узких мест требуют технико-экономического обоснования.

2.3 Модель, представленная на рис. 4, может быть использована для планирования развития генерирующих мощностей, а также межсистемных ЛЭП на долгосрочную перспективу. В этом случае, как правило, отсутствуют подробные планы по развитию электрической сети, включая паузловое распределение нагрузок, что затрудняет использование первых двух алгоритмов.

3. На основе изложенного можно заключить, что выбор алгоритма формирования ЭРМ ЭЭС определяется как составом задач, решаемых в рамках анализа БН, так и временным горизонтом этих исследований. В то же время для решения рассмотренной в статье задачи формирования ЭРМ могут быть использованы специализированные методы теории кластерного анализа, что является предметом дальнейших исследований авторов.

Работа выполнена в рамках проекта государственного задания № FWEU-2021-0003 программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Руденко Ю. Н., Чельцов М. Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Новосибирск: Изд-во “Наука” Сибирское отделение, 1974. 262 с.
2. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. Изд. 4-е, переработ. и доп. М.: Энергия, 1969. 352 с.
3. Ковалев Г. Ф., Крупенев Д. С., Лебедева Л. М. Системная надежность ЕЭС России на уровне 2030 г. // Электрические станции. 2011. № 2. С. 44–47.
4. Probabilistic Adequacy and Measures. Technical Reference Report Final, NERC, July. 2018.
5. 2021 Long-Term Reliability Assessment. NERC. 2021. p. 126.
6. Mid-term Adequacy Forecast Executive Summary. ENTSO-E. 2020. p. 18.
7. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 3 августа 2018 года № 630 “Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем”.
8. Постановление Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556 “Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации”.
9. Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Разработка моделей электроэнергетических систем для анализа надежности обеспечения баланса мощности // Электрические станции. 2015. № 11. С. 47–53.
10. Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286 “Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем”.
11. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.04.2021 № 321 “Об установлении нормативного уровня балансовой надежности для Единой энергетической системы России, используемого при оценке возможности вывода генерирующего оборудования из эксплуатации”.

12. Ковалев Г. Ф., Лебедева Л. М. Надежность систем электроэнергетики. Новосибирск: Наука, 2015. 224 с.
13. Krupenev D., Boyarkin D., Iakubovskii D. (2020) Improvement in the computational efficiency of a technique for assessing the reliability of electric power systems based on the Monte Carlo method. *Reliability Engineering & System Safety*. № 204. doi:10.1016/j.res.s.2020.107171
14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича — Изд. 4-е, перераб. и доп. М.: НЦ ЭНАС, 2012. 376 с.
15. Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 “Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства”.
16. Правила определения цены на мощность, продаваемой по договорам о предоставлении мощности, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 13.04.2010 № 238.
17. Приказ Минэнерго России от 28.02.2022 № 146 “Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы”.

Clustering of electric power systems into reliability zones in adequacy assessment. Part 1

D. S. Krupenev¹, N. A. Belyaev², D. A. Boyarkin¹

¹*Melentiev Energy Systems Institute Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia*

²*JSC “STC UPS”, Moscow, Russia*

**e-mail: krupenev@isem.irk.ru*

The article deals with the issue of clustering electric power systems (EPS) into reliability zones for the formation of energy calculation models (ECM) of EPS, designed to perform calculations of adequacy indicators. The substantiation of the ECM detailing depth is based on taking into account two EPS properties: reliability, namely, on the basis of calculated estimates of the limits of applicability of deterministic and probabilistic reliability criteria, and economy, namely, on the basis of a comparison of cost estimates of measures to ensure reliability. In the first part of the article, to solve the problem, it is proposed to use a number of engineering approaches that take into account the reliability and efficiency of the EPS. The experimental studies section presents the results of applying the proposed algorithms for the formation of the ECM of the unified energy system of Siberia.

Keywords: electric power system, adequacy, reliability zone, interzone communication, energy calculation model, clustering, engineering methods