



**Т. Г. КРАСИЛЬНИКОВА
Г. И. САМОРОДОВ**

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ДАЛЬНИХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

**СЕРИЯ
■ МОНОГРАФИИ НГТУ ■**



**МОНОГРАФИИ
НГТУ**

Серия основана в 2001 году

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ СЕРИИ «МОНОГРАФИИ НГТУ»

д-р техн. наук, проф. (председатель) *А.А. Батаев*
д-р техн. наук, проф. (зам. председателя) *А.Г. Вострецов*
д-р техн. наук, проф. (отв. секретарь) *В.Н. Васюков*

д-р техн. наук, проф. *А.А. Воевода*
д-р физ.-мат. наук, проф. *А.К. Дмитриев*
д-р физ.-мат. наук, проф. *В.Г. Дубровский*
д-р филос. наук, проф. *В.И. Игнатьев*
д-р физ.-мат. наук, проф. *О.В. Кибис*
д-р социол. наук, проф. *Л.А. Осьмук*
д-р техн. наук, проф. *Н.В. Пустовой*
д-р физ.-мат. наук, проф. *В.А. Селезнев*
д-р техн. наук, проф. *Ю.Г. Соловейчик*
д-р техн. наук, проф. *А.А. Спектор*
д-р техн. наук, доц. *В.С. Тимофеев*
д-р техн. наук, проф. *А.Г. Фишов*
д-р экон. наук, проф. *М.В. Хайруллина*
д-р техн. наук, проф. *В.А. Хрусталеv*
д-р техн. наук, проф. *А.Ф. Шевченко*

**Т. Г. КРАСИЛЬНИКОВА
Г. И. САМОРОДОВ**

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ
ВОПРОСЫ
ДАЛЬНИХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ
ПЕРЕМЕННОГО ТОКА**



**НОВОСИБИРСК
2021**

УДК 621.315.1

К 78

Рецензенты:

д-р техн. наук, доцент *А. Г. Русина*

д-р техн. наук, профессор *В. Г. Сальников*

Красильникова Т. Г.

К 78 Техничко-экономические вопросы дальних электропередач переменного тока : монография / Т. Г. Красильникова, Г. И. Самородов. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2021. – 331 с. – (Монографии НГТУ).

ISBN 978-5-7782-4539-6

В книге рассмотрен широкий круг вопросов, таких как надежность дальних электропередач и пути ее повышения, оптимизация конструктивных параметров и минимизация потерь мощности в линиях сверхвысокого напряжения, экологическое и техногенное воздействие дальних линий. Вниманию читателя представлены перспективы развития дальних электропередач.

Книга может представлять интерес для специалистов в области разработки, проектирования и эксплуатации дальних электропередач СВН, студентов, аспирантов и преподавателей электроэнергетических специальностей.

УДК 621.315.1

ISBN 978-5-7782-4539-6

© Красильникова Т. Г.,

Самородов Г. И., 2021

© Новосибирский государственный
технический университет, 2021

**T. G. KRASILNIKOVA
G. I. SAMORODOV**

**TECHNICAL AND ECONOMIC
ISSUES OF LONG-DISTANCE
AC POWER TRANSMISSION**



**NOVOSIBIRSK
2021**

УДК 621.315.1
К 78

Reviewers:

Associate professor A.G. Rusina, D.Sc. (Eng.)
Professor V.G. Salnikov, D.Sc. (Eng.)

Krasilnikova T. G.

К 78 Technical and economic issues of long-distance power transmission : monograph / T. G. Krasilnikova, G. I. Samorodov. – Novosibirsk : NSTU Publisher, 2021. – 331p. – (NSTU Monographs).

ISBN 978-5-7782-4539-6

The book discusses a wide range of issues such as the reliability of long-distance power transmission and ways to improve it, optimization of design parameters and minimization of power losses in ultra-high voltage lines, as well as environmental and man-made effects of long-distance lines. The reader is presented with the prospects for the development of long-distance power transmission.

The book may of interest to specialists in the field of development, design and operation of long-distance power transmission lines, as well as to teachers, students, and postgraduates majoring in electric power engineering.

УДК 621.315.1

ISBN 978-5-7782-4539-6

© Krasilnikova T.G., Samorodov G.I., 2021
© Novosibirsk State
Technical University, 2021

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая монография является естественным продолжением предыдущей книги, посвященной также дальним электропередачам. Ограничиваясь исследованием физико-технических основ дальних электропередач в предыдущей монографии, мы понимали, что у читателя не может сложиться полного представления о дальних электропередачах без изучения вопросов, связанных с их надежностью, экологическим воздействием, перспективами развития. В предлагаемой монографии, состоящей из четырех глав, как раз и рассматриваются эти вопросы.

В *первой главе* содержится общий анализ показателей надежности, критерии для оценки уровня надежности, предлагаются способы обеспечения надежности электропередач сверхвысокого напряжения (СВН) и ультравысокого напряжения (УВН). Значительная часть главы посвящена однофазному автоматическому повторному включению (ОАПВ) как важнейшей мере, повышающей надежность электропередач.

Вторая глава затрагивает технико-экономические задачи, решаемые применительно к дальним электропередачам.

В *третьей главе* представлены экологические аспекты электропередач СВН и УВН.

В *четвертой главе* рассмотрены перспективы развития дальних электропередач. В ней авторы знакомят читателя с нетрадиционными электропередачами переменного тока и экзотичными электропередачами. Не обделена вниманием и проблема сверхдальнего транспорта



электроэнергии на расстояние 2000...4000 км. В конце главы проводится сравнение надежности и технико-экономических показателей сверхдальних электропередач переменного тока и передач постоянного тока, делаются выводы относительно перспективы сверхдального транспорта электроэнергии.

При работе над написанием монографии авторы опирались на опыт многолетней работы в области дальних и сверхдальних электропередач.

ГЛАВА 1

НАДЕЖНОСТЬ ДАЛЬНИХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПУТИ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

1.1. ОБЩИЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Под надежностью электропередачи (ЭП) понимается свойство обеспечения транспорта электроэнергией в требуемых размерах при сохранении в заданных пределах своих эксплуатационных характеристик [1]. Надежность электропередачи характеризуется рядом показателей, среди которых наиболее общим является коэффициент надежности, определяемый как отношение средней пропускной способности к номинальной мощности или средней переданной энергии за год к номинальной энергии:

$$K_{\text{н}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}} T_{\text{Г}}}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{ср}}$ – средняя пропускная способность, величина которой определяется с учетом случайных состояний электропередачи; $\mathcal{E}_{\text{ср}}$ – среднее значение электроэнергии, переданной за год; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электропередачи; $T_{\text{Г}}$ – число часов в году.

С точки зрения управляемости, устойчивоспособности и живучести энергообъединения, элементом которого является транспортная электропередача, к важнейшим показателям ее надежности относятся частота, длительность и величина ограничений передаваемой мощности.



В общем случае применительно к электропередаче коэффициент надежности можно представить в следующем виде:

$$K_H = 1 - \sum_{i=1}^{m_{ВЛ}} q_{ВЛавi} \frac{\Delta P_{ВЛавi}}{P_{НОМ}} - \sum_{i=1}^{m_{ПС}} q_{ПСавi} \frac{\Delta P_{ПСавi}}{P_{НОМ}} - \sum_{i=1}^{m_{ЭП}} q_{ЭПплi} \frac{\Delta P_{ЭПплi}}{P_{НОМ}}, \quad (1.2)$$

где $q_{ВЛавi}$ – коэффициент аварийного простоя воздушной линии (ВЛ) при ее i -м виде отказа; $m_{ВЛ}$ – число различных видов отказов линии; $\Delta P_{ВЛавi}$ – снижение пропускной способности при i -м виде отказа линии; $q_{ПСавi}$ – коэффициент аварийного простоя подстанции при ее i -м виде отказа; $m_{ПС}$ – число различных видов отказов подстанции; $\Delta P_{ПСавi}$ – снижение пропускной способности при i -м виде отказа подстанции; $q_{ЭПплi}$ – коэффициент планового простоя при i -м виде планового ремонта электропередачи; $m_{ЭП}$ – число различных видов плановых ремонтов электропередачи; $\Delta P_{ЭПплi}$ – снижение пропускной способности при i -м виде планового ремонта электропередачи.

В частном случае, когда все аварийные отказы и плановые ремонты связаны с полным отключением электропередачи ($\Delta P_{ВЛавi} = \Delta P_{ПСавi} = \Delta P_{ЭПплi} = P_{НОМ}$), коэффициент надежности определится из выражения

$$K_H = 1 - q_{ВЛав} - q_{ПСав} - q_{ЭПпл}, \quad (1.3)$$

где $q_{ВЛав} = \sum_{i=1}^{m_{ВЛ}} q_{ВЛавi}$ – суммарный коэффициент аварийного простоя

линии; $q_{ПСав} = \sum_{i=1}^{m_{ПС}} q_{ПСавi}$ – суммарный коэффициент аварийного

простоя подстанций; $q_{ЭПпл} = \sum_{i=1}^{m_{ЭП}} q_{ЭПплi}$ – суммарный коэффициент планового простоя электропередачи.



Коэффициент надежности ЭП может быть также выражен через недоотпуск электроэнергии, определяемый аварийными и плановыми простоями:

$$K_H = 1 - \frac{\Delta\mathcal{E}_{ВЛав} + \Delta\mathcal{E}_{ПСав} + \Delta\mathcal{E}_{ЭПпл}}{\mathcal{E}_{НОМ}}, \quad (1.4)$$

где $\Delta\mathcal{E}_{ВЛав}$, $\Delta\mathcal{E}_{ПСав}$, $\Delta\mathcal{E}_{ЭПпл}$ – недоотпуски электроэнергии за год, определяемые соответственно при аварийных простоях линии и подстанций и плановых простоях ЭП.

Коэффициент аварийного простоя при i -м виде отказа линии определяется формулой

$$q_{ВЛавi} = \frac{\ell}{100} \frac{v_{ВЛавi} T_{ВЛавi}}{T_{Г}}, \quad (1.5)$$

где ℓ – длина линии, км; $v_{ВЛавi}$ – удельная интенсивность i -го вида отказов, отк/100 км · год; $T_{ВЛавi}$ – среднее время аварийного простоя при i -м виде отказа линии.

Коэффициент аварийного простоя при i -м виде отказа подстанций соответственно равен

$$q_{ПСавi} = \frac{2v_{ПСавi} T_{ПСавi}}{T_{Г}}, \quad (1.6)$$

где $v_{ПСавi}$ – удельная интенсивность i -го вида отказов, отк/на одну ПС в год; $T_{ПСавi}$ – среднее время аварийного простоя при i -м виде отказа подстанции.

Аварийность ВЛ обычно характеризуют удельными показателями, которые даются на 100 км длины и на один год эксплуатации. Значительная часть потока отказов ВЛ вызывается неблагоприятными метеорологическими условиями. Для ВЛ 500 и 750 кВ имеются достаточно значительные данные по их удельным показателям аварийности, которые получены на основе многолетнего опыта эксплуатации этих линий. В табл. 1.1 приведены показатели аварийности для ЭП переменного тока напряжением 500 и 750 кВ и ориентировочные показатели для ЭП 1150 кВ [2, 3–5]. В этой же таблице на основе эксплуатации



онных данных приведена аварийность подстанций напряжением 500 и 750 кВ [6].

Таблица 1.1

Параметры потока отказов для трехфазных ЭП 500 кВ и выше

Характеристика отказов	Показатели аварийности ЭП		
	500 кВ	750 кВ	1150 кВ
Аварии на ВЛ, число КЗ на 100 км в год	0,4*	0,2*	0,1...0,2
Повреждения опор, отк/100 км в год	0,01...0,03	0,01...0,02	0,005...0,01
Отказы подстанций, отк/на одну ПС в год	0,2	0,1	0,05...0,1

* Более 92...98 % аварий являются однофазными.

Подстанции СВН являются мощными коммутационными узлами системного значения и обладают высокой эксплуатационной надежностью. Для подстанций 1150 кВ прогнозируется снижение числа их отказов, что подтверждается конкретными расчетами. Надежность подстанций, с одной стороны, определяется схемой подстанции, а с другой – надежностью составляющих ее элементов, определяющими из которых являются выключатели и автотрансформаторы (трансформаторы).

Для определения недоотпуска электроэнергии в аварийных режимах кроме статистики отказов необходимо также знать длительность их ликвидации. В табл. 1.2 приведены ориентировочные длительности аварийных простоев или среднее время восстановления для отдельных видов повреждений, которые получены на основе опыта эксплуатации электропередач напряжением 500 и 750 кВ.

В табл. 1.3 приведены показатели аварийности по видам основных отказов дальних электропередач (ДЭП) напряжением 750 кВ при длине линии 1000 км. При определении коэффициента аварийного простоя для случая однофазных КЗ было принято, что половина из них являются неустойчивыми и ликвидируются при успешном ОАПВ. Как видно из таблицы, определяющее влияние на аварийность линии оказывают однофазные КЗ и повреждения опор.



Таблица 1.2

**Средняя продолжительность аварийных простоев
при отдельных видах отказов**

Виды отказов		Среднее время восстановления, час/отказ
Однофазные отказы ВЛ	неустойчивые	–
	устойчивые	20
Многофазные отказы ВЛ		50
Повреждения опор		200
Отказы подстанций		10

Таблица 1.3

Показатели аварийности электропередач (1000 км)

Виды отказов		Количество отказов в год	Коэффициент аварийного простоя
ВЛ	Однофазные КЗ	2	$2,3 \cdot 10^{-3}$
	Многофазные КЗ	0,04	$0,23 \cdot 10^{-3}$
	Повреждения опор	0,1	$2,3 \cdot 10^{-3}$
	Всего	2,14	$4,83 \cdot 10^{-3}$
Полный отказ подстанций		0,1	$0,34 \cdot 10^{-3}$

Проведенный анализ аварийности линии и подстанций показывал, что подстанции обладают высокой надежностью. Коэффициент аварийного простоя и соответственно недоотпуск электроэнергии из-за простоев подстанции более чем на порядок меньше, чем соответствующие показатели для линии, т. е. аварийность электропередачи в основном определяется линейной частью.

Далее оценим длительность плановых отключений линии. Для замены поврежденных изоляторов и проведения верховых ревизий опор, гирлянд изоляторов и поддерживающих зажимов необходимо отключать линию, что приводит к ее ремонтно-профилактическому простоя. Значительную часть ремонтных работ для ВЛ СВН составляют работы по замене дефектных изоляторов. Длительность плановых ремонтов по их замене зависит от их качества. Время для замены оставшихся



изоляторов определяется не общим числом изоляторов на линии, а числом цепей гирлянд, имеющих дефектные изоляторы. Это объясняется тем, что основное время идет на демонтаж и монтаж гирлянды. Если принять ежегодную отбраковку изоляторов q_0 , то число дефектных гирлянд изоляторов, т. е. гирлянд, содержащих хотя бы один поврежденный изолятор, определится формулой

$$N_{\text{деф}} = N_{\text{ц}} \left[1 - (1 - q_0)^s \right], \quad (1.7)$$

где $N_{\text{ц}}$ – общее число гирлянд изоляторов (поддерживающих и натяжных); s – число изоляторов в одной цепи гирлянды.

Зная нормы на замену изоляторов в поддерживающей и натяжной гирляндах и общее их количество на ВЛ, нетрудно определить трудозатраты на замену дефектных изоляторов:

$$A_{\text{из}} = (3a_{\text{под}}n_{\text{под}}\beta_{\text{пр}} + 6a_{\text{нат}}n_{\text{нат}}\beta_{\text{анк}}) \left[1 - (1 - q_0)^s \right] \ell, \quad (1.8)$$

где $a_{\text{под}}$, $a_{\text{нат}}$ – трудозатраты на замену дефектных изоляторов соответственно в поддерживающей и натяжной гирляндах, чел-ч; $n_{\text{под}}$, $n_{\text{нат}}$ – число цепей соответственно в поддерживающей и натяжной гирляндах; $\beta_{\text{пр}}$, $\beta_{\text{анк}}$ – соответственно количество промежуточных и анкерных опор на 1 км линии.

Ежегодный объем работ, связанный с верховыми ревизиями, ориентировочно пропорционален длине линии:

$$A_{\text{рев}} = a_{\text{рев}} \ell, \quad (1.9)$$

где $a_{\text{рев}}$ – удельная величина трудозатрат, связанная с верховыми осмотрами и другими работами, чел-ч/км.

Время, необходимое для замены всех дефектных изоляторов и проведения верховых ревизий, определим по формуле

$$T_{\text{ВЛпл}} = \frac{A_{\text{из}} + A_{\text{рев}}}{\text{Ч}_{\text{ВЛ}}}, \quad (1.10)$$

где $\text{Ч}_{\text{ВЛ}}$ – численность линейного персонала.



Численность линейного персонала зависит от длины линии и ориентировочно определяется как

$$\mathcal{C}_{\text{ВЛ}} = \mathcal{C}_{\text{ВЛ}} \ell, \quad (1.11)$$

где $\mathcal{C}_{\text{ВЛ}}$ – удельная численность линейного персонала, чел/км.

В результате на основе приведенных выше соотношений (1.7)–(1.11) получим выражение, определяющее длительность плановых отключений линии:

$$T_{\text{ВЛпл}} = \frac{1}{\mathcal{C}_{\text{ВЛ}}} \left\{ (3a_{\text{под}} n_{\text{под}} \beta_{\text{пр}} + 6a_{\text{нат}} n_{\text{нат}} \beta_{\text{анк}}) [1 - (1 - q_0)^s] + a_{\text{рев}} \right\}. \quad (1.12)$$

Используя данные, приведенные в табл. 1.4, и исходя из обычно принимаемой для ВЛ СВН отбраковки изоляторов $q_0 = 0,001$, найдем

$$T_{\text{ВЛпл}} = 80 \text{ час} \quad \text{и} \quad q_{\text{ВЛпл}} = 9 \cdot 10^{-3}.$$

Таблица 1.4

Показатели линии напряжением 750 кВ, определяющие длительность ее планового ремонта

Показатели		Величина
Удельное число опор, шт/км	Промежуточные	2,5
	Анкерные	0,15
Число цепей в гирлянде	Поддерживающая	1
	Натяжная	4
Число изоляторов в одноцепной гирлянде		40
Трудозатраты на замену дефектных изоляторов в одноцепной гирлянде, чел-ч	Поддерживающая	8
	Натяжная	15
Удельные затраты на проведение верховых ревизий, чел-ч/км		4
Удельная численность линейного персонала, чел/км		0,1

Так как плановые ремонты подстанций совмещаются с плановыми ремонтами линии, можно сделать вывод, что коэффициент надежности



электропередачи практически полностью определяется аварийными и плановыми простоями линии. Для линии традиционного типа все аварийные и плановые простои связаны с ее полным отключением, и, следовательно, коэффициент надежности электропередачи определяется соотношением (1.3). В итоге на основе приведенных выше данных имеем $K_n = 0,986$.

Проведение плановых ремонтов с отключением линии существенным образом снижает коэффициент надежности электропередачи. Поэтому в нашей стране и за рубежом плановый ремонт воздушных линий производится под напряжением без отключения линии, что повышает степень бесперебойности электроснабжения. В этом случае коэффициент надежности электропередачи будет определяться лишь аварийными отказами линии и подстанций и для рассмотренного выше случая составит $K_n = 0,995$. Дальнейшее повышение коэффициента надежности ЭП возможно за счет мероприятий режимного и конструктивного характера.

1.2. ПУТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ СВН И УВН

1.2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

По мере развития энергообъединений возникает необходимость использования электропередачи СВН и УВН для усиления системообразующей сети путем ее надстройки новыми электропередачами, а также для выдачи мощности от удаленных энергокомплексов (рис. 1.1).

Мощные протяженные ЭП из-за их аварийных отказов могут заметно влиять на надежность работы энергообъединения. Поэтому при технико-экономическом обосновании таких ЭП должна быть обеспечена не только их экономическая эффективность, но и решена проблема надежности. Аварийные ситуации могут приводить к частичному или полному отказу электропередачи. Согласно критерию $N-1$ электропередача проектируется и эксплуатируется так, чтобы в подавляющем числе аварийных случаев она могла выполнять свои функции в полном объеме.

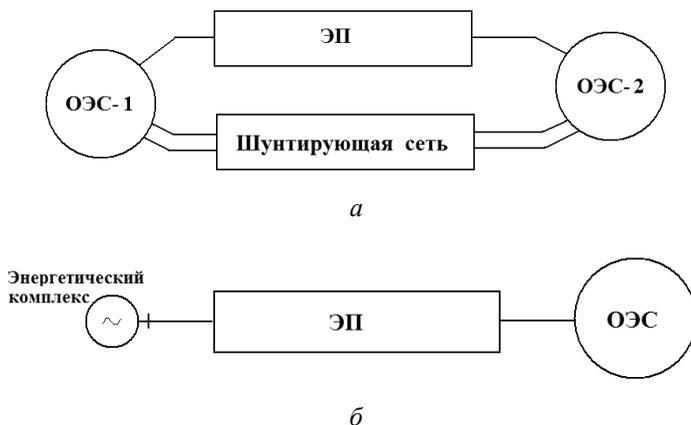


Рис. 1.1. Варианты использования ЭП СВН и УВН:

a – надстройка системообразующей сети; *б* – выдача мощности от удаленного энергокомплекса

Надежность применительно к энергосистемам подразделяется на режимную и балансовую. Под режимной надежностью понимается способность противостоять внезапным изменениям режима, не допуская каскадного развития аварий с массовым нарушением питания потребителей. Балансовая надежность трактуется как способность энергообъединения осуществлять бесперебойное снабжение потребителей, что может быть обеспечено при соответствующем резервировании генерирующих мощностей.

Мировой опыт показывает, что сравнительно высокий уровень надежности энергосистем обеспечивается при условии, если при их проектировании и эксплуатации выполняется критерий $N-1$. Этот критерий означает, что при аварийных ситуациях, связанных с потерей любого элемента энергообъединения, оно продолжает выполнять свои функции в полном объеме. Аварийные ситуации, при которых удовлетворяется критерий $N-1$, считаются допустимыми. Однако в энергообъединении возможно возникновение экстремальных возмущений, приводящих к системным авариям разной степени тяжести: от возникновения дефицитных состояний до полного развала энергообъединения.

Для того чтобы свести к минимуму возможные нарушения режима работы и последствия от них, в энергообъединении предусматривается



автоматическая система противоаварийного управления [7], которая состоит из двух подсистем: локальной и глобальной. Локальная обеспечивает защиту отдельных элементов, а глобальная – относится к энергообъединению в целом.

Важнейшие устройства, входящие в состав локальной системы противоаварийного управления, следующие:

- релейная защита основных элементов и устройства резервирования в случае отказов выключателей;
- автоматическое повторное включение аварийно отключенных элементов;
- устройства автоматического ограничения недопустимых повышений или понижений напряжения (автоматическое включение или отключение шунтирующих реакторов и шунтовых батарей конденсаторов);
- устройства быстрого регулирования напряжения в передающей сети на базе статических подмагничиваемых или тиристорных компенсаторов.

В глобальную систему противоаварийного управления входят такие мероприятия, как:

- отключение генераторов;
- отключение нагрузки (CAOH);
- АЧР;
- автоматическая разгрузка при понижении напряжения.

Далее рассмотрим возможности обеспечения критерия $N-1$ применительно к мощным протяженным ЭП [8–11].

1.2.2. ДВУХЦЕПНЫЕ ЛИНИИ

Традиционным решением проблемы надежности для широко используемых в мире дальних электропередач является сооружение двухцепных секционированных линий (рис. 1.2). При потере одной цепи секции возможна передача не менее 75 % максимальной передаваемой мощности, т. е. критерий $N-1$ выполняется на 75 % и более. Невыполнение критерия $N-1$ имеет место при весьма редких авариях, связанных с одновременной потерей двух цепей, а также с полным отказом одной из подстанций.

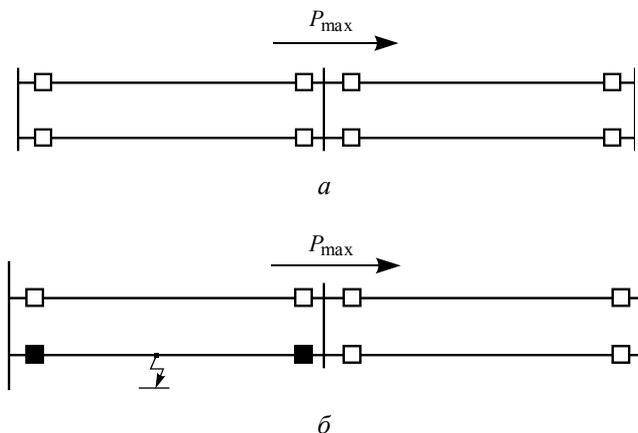


Рис. 1.2. Использование двухцепных ЭП для обеспечения критерия $N-1$:

a – нормальный режим; b – послеаварийный режим

Однако по экономическим и экологическим соображениям целесообразно использовать одноцепные электропередачи вместо двухцепных [12]. Такой путь допустим, если имеется техническое решение, гарантирующее одинаковый уровень надежности в этих вариантах при ликвидации однофазных повреждений, поскольку подавляющее число отказов мощных электропередач СВН является однофазным. При этом надежность работы ЭП в значительной степени зависит от отказов линии, как это было отмечено ранее. Если удастся обеспечить критерий $N-1$ при однофазных авариях, то остается риск потери ЭП лишь в случае многофазных КЗ, повреждения опор и отказе подстанций. Однако риск потери всей ЭП существует и в двухцепном варианте. Таким образом, случаи маловероятных аварийных ситуаций, связанных с полным отказом электропередачи, могут быть в любом варианте и должны устраняться системой противоаварийного управления.

1.2.3. ОАПВ КАК ЭФФЕКТИВНАЯ МЕРА ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Если бы все однофазные КЗ были неустойчивыми, то использование ОАПВ позволило бы в полной мере обеспечить критерий $N-1$ (рис. 1.3).

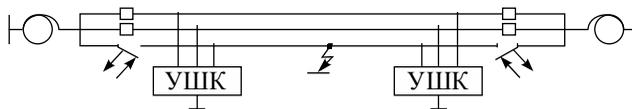


Рис. 1.3. ОАПВ как возможное техническое решение для обеспечения критерия надежности $N-1$

Однако доля неустранимых (устойчивых) однофазных КЗ может достигать 30...50%. Поэтому ОАПВ не решает проблемы надежности в полной мере из-за наличия ряда его слабых сторон.

1. При неустранимых (устойчивых) однофазных КЗ критерий $N-1$ не удовлетворяется, поскольку ВЛ должна отключаться полностью.

2. Существует опасность включения фазы на завершающей стадии ОАПВ на неустранившееся однофазное КЗ, что увеличивает риск возникновения каскадной аварии. Разрабатываемые адаптивные ОАПВ снижают вероятность такой ситуации, но не исключают ее. Так, например, в случае перекрытия одной из фаз в пролете на дерево дуга погаснет после отключения аварийной фазы, прочность промежутка восстановится, и адаптивное ОАПВ даст сигнал на включение фазы. Однако ее включение приведет к повторному перекрытию промежутка, поскольку имеет место скрытое слабое место на линии, которое невозможно обнаружить путем применения адаптивного ОАПВ.

3. Необходимость введения в работу на полную мощность ШР для обеспечения условий гашения дуги подпитки, что приводит к понижению напряжения на шинах и соответственно усложняет задачу сохранения устойчивости.

1.2.4. ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХФАЗНЫХ РЕЖИМОВ

Проблема ликвидации наиболее вероятных однофазных аварий более эффективно может быть решена путем внедрения двухфазных режимов [13]. В этом случае при обнаружении однофазного КЗ аварийная фаза отключается и происходит переход на длительную работу по двухфазной схеме, для чего необходимо лишь ввести в работу симметрирующие устройства (СУ) по концам линии (рис. 1.4).

Обратный переход линии с двухфазного на трехфазный режим работы происходит лишь после того как выяснена и устранена причина, приведшая к отключению фазы. Таким образом, в отличие от ОАПВ



использование двухфазных режимов является действенным как при неустойчивых, так и при устойчивых отказах фазы. При этом исключаются случаи включения на неустранившееся повреждение, тем самым уменьшается риск возникновения каскадной аварии.

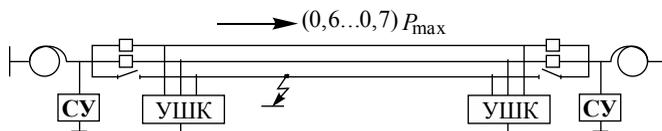


Рис. 1.4. Организация длительных двухфазных режимов

Осуществление двухфазных режимов в сети СВН сталкивается с рядом ограничений, среди которых определяющими являются:

- мешающие и опасные воздействия токов нулевой последовательности, протекающих в электрической связи при работе ее в двухфазном режиме, на коммуникационные системы связи;
- электростатическое и электромагнитное влияние электрической связи при работе ее в двухфазном режиме;
- проникновение токов нулевой и обратной последовательности, создаваемых двухфазно работающей линией, в примыкающие к этой линии системы.

Современные коммуникационные системы оказываются мало чувствительными к двухфазным режимам работы электрических связей, и поэтому первое ограничение теряет свою остроту и может в большинстве случаев не приниматься во внимание. Что касается второго ограничения, то проведенные оценки показывают, что электрические и магнитные поля в зоне линии, работающей в двухфазном режиме, остаются в допустимых пределах и не требуются дополнительных мероприятий по их снижению.

Таким образом, остается одно ограничение, требующее локализации токов обратной и нулевой последовательности в пределах линии, работающей в двухфазном режиме. Для этого по концам линии должны быть предусмотрены симметрирующие устройства, которые шунтируют токи нулевой и обратной последовательности, не выпуская их из двухфазно работающей линии в примыкающие системы.

В длительном двухфазном режиме может быть передано 60...70 % мощности нормального режима, т. е. критерий $N-1$ удовлетворяется не



в полной мере. Однако следует заметить, что этот уровень надежности выше уровня, которым обладает одноцепная двухполусная ППТ, способная при наиболее вероятных однополусных отказах длительно передавать порядка 50 % мощности нормального режима.

1.2.5. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛИНИЙ С РЕЗЕРВНОЙ ФАЗОЙ

Более радикально проблему надежности можно решить путем использования одноцепных ВЛ (рис. 1.5) с резервной фазой линии (РФЛ) [13]. В этом случае при наиболее вероятных однофазных повреждениях критерий $N-1$ выполняется на 100 %.

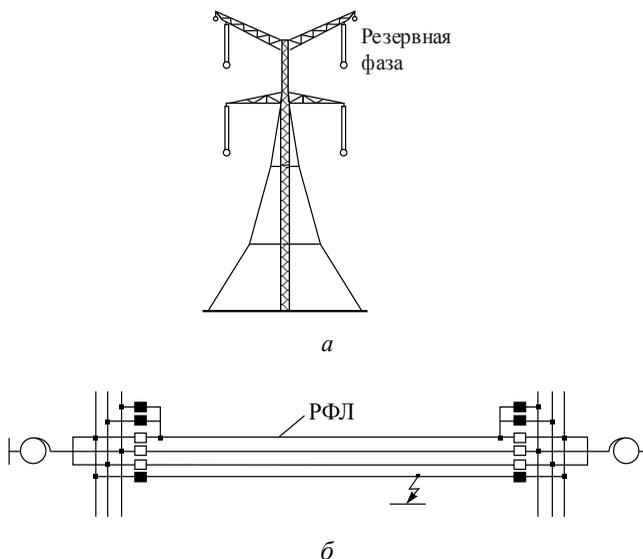


Рис. 1.5. Использование ВЛ с резервной фазой:

а – опора ВЛ с резервной фазой; б – схема электропередачи

Такое решение проблемы позволяет:

- существенно повысить надежность схемы в целом, так как при наиболее вероятных однофазных повреждениях вместо аварийной фазы включается резервная не более чем за 0,3...0,4 с;
- улучшить ремонтпригодность линейной части схемы за счет возможности проведения пофазных ремонтов;



- снизить экологическое влияние в силу уменьшения ширины полосы отчуждения для линии.

Очевидным недостатком электропередач с резервной фазой линии является недоиспользование суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. Поэтому целесообразно предусматривать переоборудование со временем трехфазной электропередачи с резервной фазой в четырехфазную. Такой переход от трехфазной электропередачи с резервной фазой к четырехфазной дает увеличение пропускной способности в 4/3 раза.

1.2.6. ЧЕТЫРЕХФАЗНЫЕ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Четырехфазные электропередачи (рис. 1.6) представляют новый способ передачи электроэнергии с использованием четырехфазной уравновешенной симметричной системы переменного тока с фазовым сдвигом 90° . Основные отличительные особенности четырехфазной электропередачи состоят в следующем:

- она снабжена фазопреобразующими трансформаторами (ФПТ) для преобразования трехфазной системы в четырехфазную и обратно;
- фазы четырехфазной линии располагаются на опорах так, что образуют две независимые симметричные двухфазные системы, в каждой из которых токи и напряжения находятся в противофазе, что позволяет заметно повысить натуральную мощность линии и снизить экологическое влияние;
- при возникновении наиболее вероятных однофазных повреждений на линии предусматривается перевод четырехфазной электропередачи на работу в трехфазном кратковременном или длительном режиме.

Четырехфазные электропередачи позволяют радикально улучшить экономические, надежность и экологические показатели передачи электроэнергии на переменном токе, а также обеспечить высокую ремонтпригодность линии. Новым оборудованием для четырехфазных электропередач являются фазопреобразующие трансформаторы, которые одновременно осуществляют повышение напряжения на линии до экономически необходимого уровня. Все остальное оборудование (шунтирующие реакторы, выключатели, разъединители, защитные аппараты и др.) в силу однофазного исполнения идентично для трехфазных и четырехфазных электропередач и отличается лишь количеством фазных элементов.

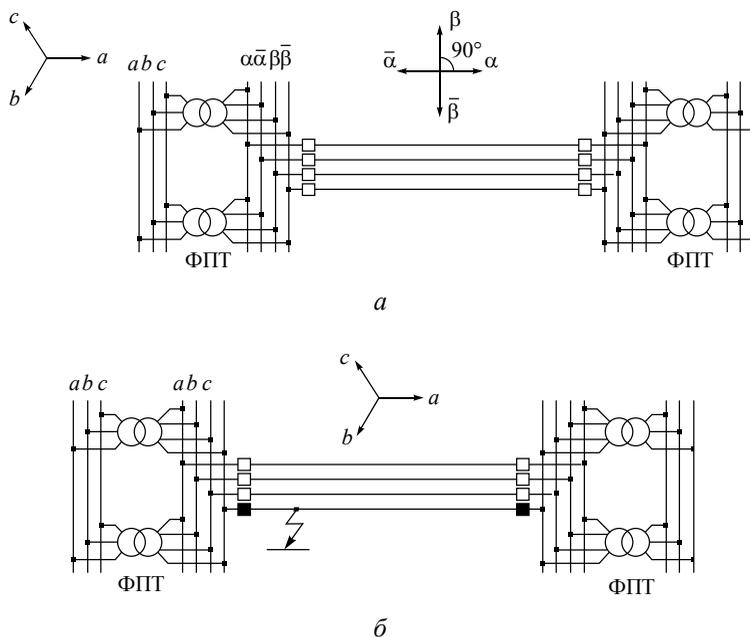


Рис. 1.6. Четырехфазная ЭП:

a – нормальный четырехфазный режим; b – послеаварийный трехфазный режим

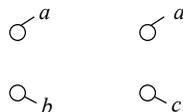
При возникновении наиболее вероятных повреждений на линии четырехфазная ЭП переходит на работу в трехфазном режиме с возможностью передачи полной максимальной мощности в 20-минутном послеаварийном режиме и 80 % максимальной мощности – в длительном послеаварийном режиме.

1.2.7. ЛИНИЯ С ПАРАЛЛЕЛЬНЫМИ ПОЛУФАЗАМИ (ПП)

В 2020 году авторами данной монографии предложено новое решение, устраняющее недостаток линий с резервной фазой, состоящий в недоиспользовании суммарного сечения ВЛ в нормальном режиме. На рис. 1.7 изображена схема расположения фаз новой одноцепной линии электропередачи сверхвысокого напряжения переменного тока на опоре.



Рис. 1.7. Схема расположения фаз новой линии на опоре



Основные отличительные особенности нового типа линии электропередачи состоят в следующем:

- одна из рабочих фаз (рис.1.7, фаза *a*) выполняется в виде двух параллельно работающих полуфаз, одна из которых в аварийных режимах используется как резервная фаза;

- обычные рабочие фазы располагаются в нижнем ярусе, а полуфазы рабочей фазы, имеющие активное сечение примерно в два раза меньше, чем обычные рабочие фазы, размещаются в верхнем ярусе с расстоянием между ними, достаточным для их работы в аварийных режимах при линейном напряжении;

- при устойчивом повреждении одной из полуфаз она отключается, и линия продолжает работать в трехфазном режиме с возможностью передачи не менее 60 % мощности исходного максимального режима, а в случае устойчивого повреждения обычной рабочей фазы она отключается и вместо нее включается одна из полуфаз, и таким образом осуществляется послеаварийный трехфазный режим работы.

В подразделе 4.1.4 приведена дополнительная информация об этой линии электропередачи с параллельными полуфазами.

1.3. КРИТЕРИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ УРОВНЯ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ

В мировой и отечественной практике для оценки режимной надежности основной электрической сети широко используется детерминистский критерий $N-1$, который означает, что при аварийных ситуациях, связанных с потерей любого независимого элемента сети, она продолжает выполнять свои функции в полном объеме. Однако критерий $N-1$ имеет, по крайней мере, три недостатка.

Первый состоит в том, что с помощью этого критерия дается лишь качественная оценка режимной надежности, согласно которой в энергосистеме не возникает дефицита мощности при аварийной потере любого элемента сети, если не иметь в виду при этом статистику аварий-



ных отказов. Последнее обстоятельство особенно важно при рассмотрении мощных электропередач переменного (750, 1150 кВ) и постоянного тока (± 600 , ± 800 кВ), когда удовлетворить критерий $N-1$ при аварийном выходе из строя таких электропередач не всегда удается по экономическим соображениям.

Вторая слабая сторона критерия $N-1$ заключается в том, что не принимается во внимание переменный характер загрузки элементов сети в суточном и годовом разрезе.

Третьим недостатком критерия $N-1$ является то, что исключаются из рассмотрения цепочечные аварии. Так, например, если имеется двухцепная электропередача, секционированная на две части, то согласно критерию $N-1$ при отключении одной цепи на любой из секций электропередача продолжает выполнять свои функции в полном объеме, т. е. она не снижает передаваемой мощности. Однако при аварийном отключении одной цепи возможен отказ выключателей на переключательном пункте и соответствующее действие устройства резервирования отказов выключателей (УРОВ), что приведет к отключению цепи и на смежной секции, в результате чего передаваемая мощность снизится, и в системе возникнет дефицит мощности.

Понимая несовершенство детерминистского критерия $N-1$, в мире все большее внимание уделяется разработке вероятностных методов оценки режимной надежности [14, 15]. Один из возможных вариантов решения этой проблемы предлагается далее.

1.3.1. ВЕРОЯТНОСТНЫЙ КРИТЕРИЙ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ В ПРОСТЕЙШЕМ СЛУЧАЕ

Поясним основную идею предлагаемого критерия на примере оценки режимной надежности отдельной электропередачи. Предварительно введем понятия безопасной, опасной и экстремальной аварийной ситуации. К безопасным аварийным случаям относятся такие, когда аварии могут быть устранены средствами релейной защиты и линейной автоматики без каких-либо последствий для работы энергообъединения, т. е. в этих ситуациях выполняется критерий $N-1$. Это означает, что при безопасных авариях дефицита мощности в энергосистеме не возникнет. К этой группе аварий относятся различные виды успешно устраняемых коротких замыканий на линии и подстанциях.



Опасными аварийными ситуациями будем считать такие, в процессе ликвидации которых требуется действие системной автоматики, для того чтобы свести к минимуму риск каскадного развития аварии. К группе опасных аварий, в частности, относятся: многофазные отказы ВЛ, повреждения опор, полные отказы подстанций, а также различные цепочечные аварии. При опасных авариях в энергосистеме возникает дефицит мощности, величина которого зависит от конкретной аварийной ситуации. Опасную аварийную ситуацию, при которой возникает максимальный дефицит, назовем экстремальной.

Таким образом, существует спектр опасных аварий, приводящих к дефициту мощности в энергосистеме, находящемуся в диапазоне $W_{\text{деф}} = 0 \dots W_{\text{деф max}}$, где $W_{\text{деф max}}$ – максимальный дефицит мощности в энергосистеме, возникающий при экстремальной аварийной ситуации.

Положим далее для простоты, что рассматриваемая электропередача характеризуется постоянной загрузкой в течение расчетного периода, в качестве которого примем для определенности годовую продолжительность. Тогда для количественной оценки уровня режимной надежности электропередачи можно ввести показатель, который назовем индексом режимной надежности (ИРН):

$$\text{ИРН} = \lambda_{\text{ЭА}} P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф max}}) + \sum_{i=1} \lambda_{\text{ОА}i} P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф}i}), \quad (1.13)$$

где $\lambda_{\text{ЭА}}$ – число экстремальных аварий в год; $P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф max}})$ – вероятность того, что при возникновении экстремальной аварии, приводящей к дефициту мощности $W_{\text{деф max}}$, в системе будет иметь место нарушение электроснабжения (НЭ); $\lambda_{\text{ОА}i}$ – число опасных аварий i -го вида в год, не включая экстремальные аварии; $P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф}i})$ – вероятность того, что при возникновении опасной аварии i -го вида, сопровождаемой дефицитом мощности $W_{\text{деф}i}$, произойдет нарушение электроснабжения в энергосистеме.

ИРН характеризует в среднем риск возникновения нарушения электроснабжения в энергообъединении в течение года из-за аварий на рассматриваемой электропередаче, и соответственно его обратная



величина есть среднее время между возникновением нарушений электроснабжения.

Вероятность нарушения электроснабжения при опасной аварии с дефицитом мощности $W_{\text{деф}i}$ можно выразить через вероятность нарушения электроснабжения при экстремальной аварии с дефицитом мощности $W_{\text{деф max}}$ следующим образом:

$$P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф}i}) = K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*) P_{\text{КНЭ}}(W_{\text{деф max}}), \quad (1.14)$$

где $K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*)$ – вероятностный коэффициент, характеризующий снижение вероятности нарушения электроснабжения при i -й опасной аварии по сравнению с экстремальной; $W_{\text{деф}i}^* = \frac{W_{\text{деф}i}}{W_{\text{деф max}}}$ – дефицит

мощности, выраженный в относительных единицах по отношению к максимальному дефициту при экстремальной аварии.

Вероятностный коэффициент изменяется в диапазоне $K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*) = 0 \dots 1$ при изменении относительного дефицита мощности в таком же интервале $W_{\text{деф}i}^* = 0 \dots 1$. Возникающий в энергосистеме дефицит мощности $W_{\text{деф}i}$ при i -й аварии с некоторой вероятностью инициирует нарушение электроснабжения, причем этот процесс носит случайный характер, зависящий от многих факторов. Поэтому есть основание принять, что весовой вероятностный коэффициент $K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*)$ зависит от величины возникающего дефицита на интервале $W_{\text{деф}i}^* = 0 \dots 1$ по усеченному нормальному закону:

$$K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*) = \frac{\Phi_0\left(\frac{m}{\sigma}\right) + \Phi_0\left(\frac{W_{\text{деф}i}^* - m}{\sigma}\right)}{\Phi_0\left(\frac{m}{\sigma}\right) + \Phi_0\left(\frac{1 - m}{\sigma}\right)},$$



где m – математическое ожидание относительного дефицита мощности; σ – среднее квадратическое отклонение относительного дефицита

мощности; $\Phi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{x^2}{2}} dx$ – функция Лапласа.

Математическое ожидание относительного дефицита мощности составляет $m = 0,5$, а среднее квадратическое отклонение относительного дефицита мощности согласно «правилу трех сигм» [16] можно принять $\sigma \approx 0,15$. Тогда с достаточной степенью точности весовой вероятностный коэффициент запишется в виде

$$K_{OA}(W_{\text{деф}i}^*) = 0,5 + \Phi_0\left(\frac{W_{\text{деф}i}^* - m}{\sigma}\right). \quad (1.15)$$

На рис. 1.8 изображена весовая кривая, характеризующая степень снижения вероятности нарушения электроснабжения при i -й опасной аварии по сравнению с экстремальной в зависимости от создаваемого дефицита. Подчеркнем, что построенная в относительных единицах кривая носит универсальный характер. Напомним, что в качестве базисной величины дефицита мощности принимается его максимальная величина $W_{\text{деф}i \max}^*$, имеющая место при экстремальной аварии.

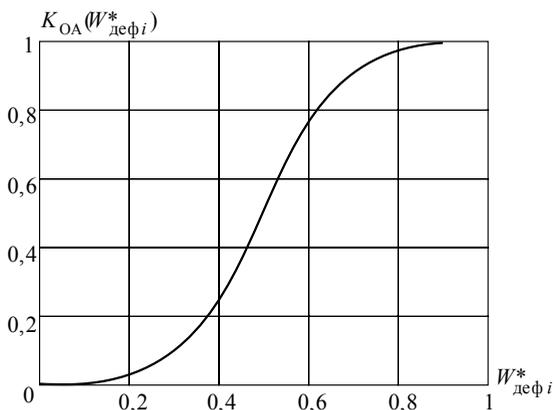


Рис. 1.8. Степень снижения вероятности иницирования НЭ i -й опасной аварией в зависимости от создаваемого дефицита мощности



Учитывая соотношения (1.13) и (1.14), выражение для индекса режимной надежности (ИРН) перепишем в следующем виде:

$$\text{ИРН} = \left[\lambda_{\text{ЭА}} + \sum_{i=1} \lambda_{\text{ОА}i} K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*) \right] P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф max}}). \quad (1.16)$$

Вероятность инициирования экстремальным повреждением нарушения электроснабжения в энергообъединении $P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф max}})$ определяется цепочкой маловероятных и в общем случае непредсказуемых событий. Можно лишь утверждать, что эта вероятность мала, но получить ее конкретное значение расчетным путем практически невозможно. Однако если речь идет об оценке режимной надежности при сравнительном анализе вариантов, то целесообразно ввести условную величину индекса режимной надежности (ИРН), определяемую как

$$\text{УИРН} = \frac{\text{ИРН}}{P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф max}})} = \lambda_{\text{ЭА}} + \sum_{i=1} \lambda_{\text{ОА}i} K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*). \quad (1.17)$$

Таким образом, условный индекс режимной надежности представляет среднее число возникновения нарушений электроснабжения в энергообъединении на расчетном интервале при условии, что каждая экстремальная авария инициирует нарушение электроснабжения. Риск появления такого нарушения при других авариях снижается согласно вероятностному весовому коэффициенту $K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}i}^*)$ в зависимости от относительного дефицита мощности в энергосистеме, возникающему при этих авариях. Сопоставление условных индексов режимной надежности согласно (1.17) позволяет провести сравнительный анализ режимной надежности различных вариантов.

1.3.2. ВЕРОЯТНОСТНЫЙ КРИТЕРИЙ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ ПРИ УЧЕТЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Режим загрузки электропередачи в суточном и годовом разрезе является переменным. Для оценки характера режима можно воспользоваться годовым графиком загрузки электропередачи по продолжительности. Тогда, разбив график загрузки на J временных интервалов, определим для j -го интервала загрузку электропередачи в случае опас-



ной i -й аварийной ситуации и соответствующий дефицит $W_{\text{деф}ji}$. Для рассматриваемого случая выражение для ИРН принимает вид

$$\text{ИРН} = \left[\lambda_{\text{ЭА}1} P_{\text{НЭ}}(W_{\text{дефmax}}) + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^J \lambda_{\text{ОА}ji} P_{\text{НЭ}}(W_{\text{деф}ji}) \right], \quad (1.18)$$

где $\lambda_{\text{ЭА}1}$ – число экстремальных аварий, приходящееся на первый временной интервал, где принимается максимальная нагрузка электропередачи; $\lambda_{\text{ОА}ji}$ – число опасных аварийных ситуаций i -го типа, приходящееся на j -й временной интервал.

Если график загрузки электропередачи разбит на J одинаковых временных интервала и распределение аварий в течение года принимается равномерным, то число опасных аварийных ситуаций i -го типа, приходящееся на j -й временной интервал, является постоянным и равно

$$\lambda_{\text{ОА}ji} = \frac{\lambda_{\text{ОА}i}}{J},$$

где $\lambda_{\text{ОА}i}$ – число опасных аварий i -го вида в течение года.

В общем случае распределение аварий по сезонам года, например зимой и летом, является различным, и если оно известно, то этот факт в принципе может быть учтен с помощью соотношения (1.18).

Выбирая в качестве базисной величины, как и в предыдущем случае, вероятность инициирования экстремальным повреждением нарушения электроснабжения в энергообъединении $P_{\text{НЭ}}(W_{\text{дефmax}})$, найдем по аналогии с простейшим случаем УИРН, который представляет вероятностный критерий для оценки режимной надежности электропередачи, учитывающий режим ее загрузки, статистику опасных повреждений и вероятностную природу системной аварии в зависимости от величины возникающего дефицита мощности:

$$\begin{aligned} \text{УИРН} &= \frac{\text{ИРН}}{P_{\text{НЭ}}(W_{\text{дефmax}})} = \\ &= \lambda_{\text{ЭА}1} + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^J \lambda_{\text{ОА}ji} K_{\text{ОА}}(W_{\text{деф}ji}^*). \end{aligned} \quad (1.19)$$



Весовой вероятностный коэффициент $K_{OA}(W_{\text{деф}ji}^*)$, входящий в это выражение (1.19), определяется согласно (1.15) подстановкой в него соответствующих относительных дефицитов мощности.

1.3.3. ВЕРОЯТНОСТНЫЙ КРИТЕРИЙ РЕЖИМНОЙ НАДЕЖНОСТИ В ЦЕЛОМ ДЛЯ СЕТИ

Рассмотренный выше подход для вероятностной оценки режимной надежности нетрудно распространить на основную электрическую сеть. Пусть сеть включает в свой состав несколько электропередач, которые пронумерованы в диапазоне $n = \overline{1, N}$. Режим каждой электропередачи в годовом разрезе характеризуется соответствующими графиками загрузки по продолжительности, которые разбиваются на J интервалов, как и в предыдущем случае. Тогда для определенности, полагая, что экстремальная аварийная ситуация (т. е. случай, приводящий к наибольшему дефициту мощности в энергосистеме) имеет место на N -й электропередаче, условный индекс режимной надежности в целом для сети принимает следующий вид:

$$\text{УИРН} = \lambda_{\text{ЭА}1N} + \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^J \lambda_{\text{ОА}nji} K_{OA}(W_{\text{деф}nji}^*), \quad (1.20)$$

где $\lambda_{\text{ЭА}1N}$ – число экстремальных аварийных ситуаций, приходящееся на 1-й временной интервал для базисной N -й электропередачи; $\lambda_{\text{ОА}nji}$ – число опасных аварий i -го типа, приходящееся на j -й временной интервал для n -й электропередачи; $K_{OA}(W_{\text{деф}nji}^*)$ – весовой вероятностный коэффициент, определяемый согласно приведенному ранее универсальному выражению (1.15) с подстановкой в него относительных дефицитов мощности $W_{\text{деф}nji}^*$, возникающих в случае опасной аварий i -го типа на j -м интервале для n -й электропередачи.

Пример расчета. В качестве иллюстрации использования предлагаемого вероятностного критерия оценим уровень режимной надежности электропередачи 1150 кВ Итат – Барнаул – Экибастуз – Кокчетав – Кустанай – Челябинск (рис. 1.9).