

ПОКАЗАТЕЛИ И МЕТОДЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ ЛЭП В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

АВТОРЫ:

А.А. НАЗАРОВ,
ФИЛИАЛ АО «СО ЕЭС»
«РЕГИОНАЛЬНОЕ
ДИСПЕТЧЕРСКОЕ
УПРАВЛЕНИЕ
ЭНЕРГОСИСТЕМ
СМОЛЕНСКОЙ,
БРЯНСКОЙ И
КАЛУЖСКОЙ ОБЛАСТЕЙ»

В.П. КАВЧЕНКОВ,
Д.Т.Н.,
ФИЛИАЛ ФГБОУ ВО «НИУ
«МЭИ» В Г. СМОЛЕНСКЕ

Оперативная текущая информация о надежности функционирования элементов энергосистемы при управлении ее режи-

мами позволяет своевременно принимать превентивные меры, направленные на предотвращение последствий их аварийных отключений.

Ключевые слова: показатели надежности; линии электропередачи; ранжирование факторов; управление режимом; визуальное представление.



Надежность функционирования всей электроэнергетической системы в первую очередь определяется надежностью ЛЭП

ВВЕДЕНИЕ

Возрастающий объем информации при управлении режимами работы электроэнергетических систем (ЭЭС) привел к созданию оперативно-информационных комплексов диспетчерских центров (ДЦ), функции и возможности которых постоянно расширяются и совершенствуются. Перспективным направлением развития электроэнергетики также является создание интеллектуальных электрических сетей (ИЭС). Современные технологии, оборудование, средства измерений и управления трансформируют ИЭС из пассивного устройства передачи и распределения электроэнергии в активную комплексную структуру, параметры и характеристики которой изменяются в зависимости от режимов работы ЭЭС, что позволяет обеспечить необходимый уровень ее надежного и экономичного функционирования. Электрические сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и системами, предоставляющими достоверную информацию о состоянии и режимах работы сети в реальном времени [4]. Это обуславливает возможность и необходимость поиска новых методов оценки показателей надежности функционирования электрической сети и ее оборудования.

Разработаны и используются методики, учитывающие техническое состояние и риски аварийного отключения электроэнергетического оборудования при планировании их технического обслуживания и ремонта [4]. Методики дают возможность определить индекс технического состояния (ИТС) оборудования и список приоритетнос-

ти ремонта оборудования с учетом вероятности его аварийного отключения¹.

Приведенные в них положения основаны на концепции постепенных отказов, обусловленных физико-химическими процессами старения и износа энергетического оборудования. Однако на практике в реальных условиях эксплуатации часто возникают внезапные (катастрофические) отказы, обусловленные нерасчетными внешними нагрузками и факторами. Появление подобных ситуаций особенно актуально для оперативно-диспетчерского управления, выполняемого ДЦ и охватывающего контроль и управление режимом ЭЭС в масштабе реального времени.

В настоящее время ДЦ при управлении электроэнергетическими режимами ЭЭС и планировании ремонтов не используют в полной мере информацию о надежности оборудования [3, 6]. Для оценки надежности воздушных линий используются в основном усредненные справочные данные и критериальные подходы, а одними из основных показателей являются параметры потока отказов, которые определяются в целом по регионам, временам года и т.д. [2, 8, 10]. Поэтому возникает необходимость поиска новых методов оценки и ранжирования надежности объектов энергетических систем с использованием различных факторов.

Кроме того, при анализе надежности элементов и оборудования ЭЭС важно учитывать фактор «слабого звена», которым являются ЛЭП [8]. Это позволяет констатировать актуальность разработки новых методов определения показателей надежности ЛЭП и их оценки в режиме реального времени.

АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА НАДЕЖНОСТЬ ЛЭП

Оценим факторы, влияющие на надежность функционирования ЛЭП 110 кВ. Разделим их на эксплуатационные (срок службы, техническое состояние и т.д.), конструктивные (длина пролета, конструкция опор, типы проводов и т.д.), климатические (температура воздуха, скорость ветра, атмосферные перенапряжения и т.д.) и внешние (воздействие птиц, посторонних лиц и т.д.). Определим наиболее важные из них. На рис. 1 приведена диаграмма причин аварийных отключений ЛЭП напряжением 110 кВ в Калужской энергосистеме за 2017–2019 гг.

Согласно статистическим данным, основными причинами аварий на ЛЭП 110 кВ за указанный период являлись воздействия неблагоприятных метеоусловий, в результате которых произошло 49,23% аварий, в том числе из-за возникновения атмосферных перенапряжений — 31,47% (наибольшее число) аварий. Загрязнение птицами изоляции и столкновения летящих птиц с проводами спровоцировали 27,83% аварий. Вследствие несвоевременного выявления и устранения дефектов на ЛЭП произошло 12,51% аварий, связанных в основном с повреждением изоляторов и обрывом шлейфов. Воздействия посторонних лиц послужили причиной 10,43% аварий, которые были обусловлены набросами посторонних предметов и несанкционированной деятельностью сторонних организаций в охранной зоне ЛЭП, в том числе проездом крупногабаритной техники.

¹ Приказ Министерства энергетики РФ от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей».

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛЭП НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ В КАЛУЖСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ ЗА 2017–2019 ГГ.

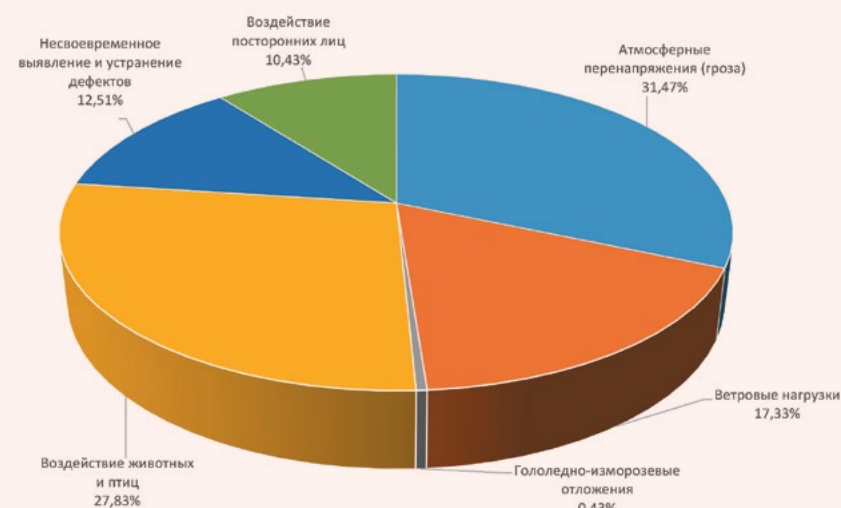


Рис. 1

Очевидно, что для ЭЭС, расположенных в других климатических зонах, доля аварийных отключений для каждой из причин будет отличаться от приведенной на рис. 1. Поэтому в предлагаемой методике вес факторов, оказывающих влияния на надежность ЛЭП, должен рассматриваться в пределах определенной ЭЭС и/или операционной зоны (ОЗ) ДЦ.

Отметим также, что ветровые нагрузки, не превышающие значений в соответствии с ПУЭ, не должны приводить к повреждению ЛЭП [5]. Но при воздействии факторов окружающей среды возрастает вероятность отключения ЛЭП, связанная как с ее техническим состоянием (обрыв или схлестывание проводов, падение опор и т. д.), так и с повреждениями, вызванными падениями деревьев. Большинство причин аварийных отключений ЛЭП имеют ярко

выраженный сезонный характер. Кроме указанных факторов, необходимо учитывать параметры ЛЭП, которые сильно влияют на надежность ее функционирования. Это длина и номинальное напряжение. Чем короче ЛЭП, тем ниже вероятность ее отключения. От номинального напряжения зависят конструктивные особенности выполнения ЛЭП. Чем выше напряжение, тем выше требования к конструкции ЛЭП, определяющие ее надежность.

РАНЖИРОВАНИЕ ФАКТОРОВ

Проведем ранжирование влияющих на надежность ЛЭП факторов с учетом их неоднородности с использованием методики сравнительной рейтинговой оценки [11]. Определим вес факторов

на основании статистики аварийных отключений в ОЗ ДЦ для всех ЛЭП одного класса напряжения, находящихся примерно в одних и тех же природных и климатических условиях.

В табл. 1 представлены основные факторы аварийных отключений ЛЭП и характеризующие их показатели, а также способ получения и время актуализации информации, поступающей в ДЦ от сетевых и метеорологических организаций.

Данные, необходимые для расчетов показателей, могут быть предоставлены в ДЦ сетевыми организациями вместе с паспортами ЛЭП. Процедура передачи дополнительных данных (карта трассы ЛЭП, ИТС, длина ЛЭП, оборудованной птицевозащитными устройствами — ПЗУ) может быть прописана в существующих регламентах. Информация о погоде предоставляется в ДЦ на основании договоров с Гидрометцентром и специальных приложений, используемых для прогнозирования потребления электроэнергии и мощности. Необходимо также настроить географическую привязку трассы ЛЭП к точкам получения метеоданных, что выполняется как в интерактивном виде на основе карт погоды, так и на основе получаемой телеметрической информации с подстанций.

Для определения птицевозащитности ЛЭП необходимо провести пространственный анализ мест гнездования птиц и путей их миграции посредством наложения мест аварийных отключений ЛЭП по причине воздействия птиц на карту трасс ЛЭП. Результатом станет выделение участков ЛЭП, которые наиболее подвержены данному явлению и требуют первостепенной установки ПЗУ.

Для проведения расчетов итоговой рейтинговой оценки влияющих факторов переведем показатели табл. 1 в относительные единицы измерения.

Относительная длина i -й ЛЭП:

$$L_{i,o.e.} = \frac{L_i}{L_{\max}}, \quad (1)$$

где L_i — длина i -й ЛЭП, км;

L_{\max} — максимальная длина ЛЭП такого же класса напряжения в ОЗ ДЦ, км.

Воздействие птиц:

$$Y_{i,o.e.} = \begin{cases} \frac{Y_i}{Y_{i,расч}}, & \text{для } Y_i \leq Y_{i,расч}; \\ 1, & \text{для } Y_i > Y_{i,расч}, \end{cases} \quad (2)$$

где Y_i — суммарная длина участков i -й ЛЭП, оборудованных ПЗУ, км;

$Y_{i,расч}$ — суммарная длина участков i -й ЛЭП, проходящих по территории с высокой плотностью мест гнездования и путей миграции птиц, км.

Атмосферные перенапряжения:

$$G_{i,o.e.} = \frac{G_i}{100}, \quad (3)$$

где G_i — вероятность грозы в районе прохождения i -й ЛЭП, %.

Ветровые нагрузки:

$$V_{i,лэп} = \frac{V_i}{V_{i,max}}, \quad \text{для } V_i \leq V_{i,max}, \quad (4)$$

где $V_{i,max}$ — максимальная скорость ветра в месте расположения ОЗ ДЦ в соответствии с картой районирования территории, м/с [8];

V_i — скорость ветра в районе прохождения i -й ЛЭП, м/с.

Таким образом, относительные значения показателей (1) — (4), как и «несвоевременное выявление и устранение дефектов», оцениваемое показателем ИТС, изменяются в пределах от 0 до 1, от минималь-

ного до максимального влияния каждого фактора на вероятность отключения ЛЭП.

Для определения итогового показателя рейтинговой оценки сравним ЛЭП по каждому показателю с «базовой» ЛЭП, по которой имеется достоверная информация с наибольшим числом аварийных отключений в ряду всех ЛЭП ОЗ ДЦ. Базой отсчета для рейтинговой оценки относительной вероятности отключения ЛЭП являются не субъективные предположения экспертов, а полученные в условиях режима реального времени наиболее достоверные результаты из всей совокупности сравниваемых объектов с учетом статистики за предыдущий период эксплуатации.

Влияние различных факторов на отключения ЛЭП определим с использованием весовых коэффици-

ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ И ПОКАЗАТЕЛИ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛЭП

Основные факторы аварийных отключений ЛЭП	Показатель i -й ЛЭП	Условное обозначение	Единицы измерения	Способ (время) получения информации	Значение показателя для самой низкой/высокой вероятности аварийного отключения ЛЭП
Несвоевременное выявление и устранение дефектов	Индекс технического состояния	ИТС	о.е.	От сетевой организации. Раз в год и после ремонта или уточнения	1/0
Ветровые нагрузки	Максимальная скорость ветра (на ближайшие 3 ч) по ОЗ (району ОЗ) ДЦ	V	м/с	Из метеоданных ежечасно	0/ максимальная скорость ветра для ОЗ ДЦ в соответствии с картой районирования территории
Атмосферные перенапряжения	Вероятность грозы (на ближайшие 3 ч) по ОЗ (району ОЗ) ДЦ	G	%	Из метеоданных ежечасно	0/100
Воздействие птиц	Суммарная длина участков i -й ЛЭП, оборудованная ПЗУ	Y	км	От сетевой организации. Раз в год или после дополнительной установки или демонтажа ПЗУ	Длина i -й ЛЭП / 0
Длина ЛЭП	Длина ЛЭП	L	км	Паспорт ЛЭП. Учет проводов для ЛЭП одного класса напряжения	Самая короткая/длинная ЛЭП в ОЗ ДЦ

Таблица 1

ПРИЧИНЫ АВАРИЙНЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛЭП И ИХ УДЕЛЬНЫЙ ВЕС С РАЗДЕЛЕНИЕМ ПО КВАРТАЛАМ ГОДА

Причины аварийных отключений ЛЭП	Число отключений ЛЭП, шт.				Удельный вес причин отключений ЛЭП, о.е.			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Несвоевременное выявление и устранение дефектов	$N_{1,1}$	$N_{1,2}$	$N_{1,3}$	$N_{1,4}$	$W_{1,1}$	$W_{1,2}$	$W_{1,3}$	$W_{1,4}$
Ветровые нагрузки	$N_{2,1}$	$N_{2,2}$	$N_{2,3}$	$N_{2,4}$	$W_{2,1}$	$W_{2,2}$	$W_{2,3}$	$W_{2,4}$
Атмосферные перенапряжения	$N_{3,1}$	$N_{3,2}$	$N_{3,3}$	$N_{3,4}$	$W_{3,1}$	$W_{3,2}$	$W_{3,3}$	$W_{3,4}$
Воздействие птиц	$N_{4,1}$	$N_{4,2}$	$N_{4,3}$	$N_{4,4}$	$W_{4,1}$	$W_{4,2}$	$W_{4,3}$	$W_{4,4}$
Прочие причины, воздействие посторонних лиц	$N_{5,1}$	$N_{5,2}$	$N_{5,3}$	$N_{5,4}$	-	-	-	-
Сумма	N_1	N_2	N_3	N_4	1	1	1	1
Удельный вес аварийности за квартал	F_1	F_2	F_3	F_4	-	-	-	-

Примечание: N_{ij} — число отключений ЛЭП в региональной энергосистеме по соответствующей причине; N_j — суммарное число отключений за квартал; W_{ij} — удельный вес причины аварийных отключений, о.е.; i — номер причины аварийных отключений ЛЭП (1..5); j — номер квартала года.

Таблица 2

ентов (табл. 2), которые (кроме ИТС) определим по статистическим данным отключений ЛЭП данного класса напряжения в ОЗ ДЦ по кварталам года.

Удельный вес аварийности ЛЭП за квартал определяется из выражения:

$$F_j = \frac{N_j}{\max N_j} \quad (5)$$

Удельный вес причины аварийных отключений ЛЭП определяется по формуле

$$W_{ij} = \frac{N_{ij}}{N_j - N_{5j}} \quad (6)$$

Анализ причины каждого случая аварийного отключения ЛЭП в настоящее время проводится технологическими службами ДЦ, и занесение информации в форму табл. 2 не потребует дополнительных трудозатрат. Вес прочих причин отключений ЛЭП и воздействий посторонних лиц отдельно не рассматривается, но учитывается в удельной аварийности ЛЭП за квартал.

ОЦЕНКА ИНДЕКСА ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛЭП

Введем «индекс вероятности аварийного отключения ЛЭП» ($S_{ав}$), который изменяется в пределах [0, 1] и предлагается в качестве количественной меры оценки надежности

КРИТЕРИИ КАЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ИНДЕКСА ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛЭП

Количественная оценка	Качественная характеристика
0,0–0,2	Незначительная
0,2–0,37	Низкая
0,37–0,63	Средняя
0,63–0,8	Повышенная
0,8–1,0	Высокая

Таблица 3

ЛЭП в ОЗ ДЦ. Величина этого индекса будет прямо пропорциональна длине линии, удельному весу аварийности ЛЭП за квартал года и суммарной рейтинговой оценке рассматриваемой ЛЭП, определяемой основными особенностями ее технического состояния, птицевозащищенности и погодными факторами. Его величина для i -й линии определяется по формуле [1, 9]:

$$S_{ав} = \left\{ L_{i,о.е} \cdot F_j \cdot \sqrt{(W_{1j} \cdot (1 - ИТС_{i,о.е}))^2 + W_{2j} \cdot V_{i,о.е}^2 + W_{3j} \cdot G_{i,о.е}^2 + W_{4j} \cdot (1 - Y_{i,о.е})^2} \right\}, 1,$$

для $V_i > V_{i \max}$, для $V_i \leq V_{i \max}$ (7)

В табл. 3 представлена качественная характеристика индекса $S_{ав}$ на основе количественной оценки интервалов обобщенной функции желательности Харрингтона [11].

Пример расчета индекса вероятности аварийного отключения для 10 ЛЭП 110 кВ региональной ОЗ ДЦ для различных метеословий и времени года приведен в табл. 4.

Анализ данных в табл. 4 показывает, что значения индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП зависят как от метеорологических условий и времени года, так и от технического состояния ЛЭП, что позволяет использовать его для оценки относительной надежности ЛЭП по сравнению с базовой ЛЭП с наибольшим числом аварийных отключений.

Данная методика позволяет разработать автоматизированный расчетный модуль в оперативно-информационном комплексе ДЦ,

который дает возможность диспетчеру ЭЭС получать визуальную информацию об относительной вероятности аварийного отключения ЛЭП непосредственно на схеме энергосистемы.

ВИЗУАЛЬНОЕ ОТОБРАЖЕНИЕ СЛАБЫХ МЕСТ ЭЭС В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Визуальное отображение индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП непосредственно на схеме энергосистемы позволяет в удобном виде отобразить информацию о на-

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЛЭП И ИНДЕКС ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛЭП

№ ЛЭП	Хорошие метеословия (штиль, без гроз)										Штормовое предупреждение (ветер с порывами до 25 м/с, вероятность гроз 100 %)					
	Показатель, о.е.					Индекс $S_{ав}$ в квартале года					Показатель, о.е.		Индекс $S_{ав}$ в квартале года			
	L	ИТС	Y	V	G	I	II	III	IV	V	G	I	II	III	IV	
1	0,68	0,53	0,11	0	0	0,04	0,24	0,29	0,07	1	1	0,10	0,51	0,62	0,15	
2	0,7	0,51	0,52	0	0	0,04	0,19	0,20	0,07	1	1	0,11	0,50	0,60	0,16	
3	0,88	0,45	0,34	0	0	0,06	0,29	0,31	0,10	1	1	0,14	0,65	0,78	0,20	
4	0,72	0,32	0,23	0	0	0,06	0,29	0,31	0,10	1	1	0,12	0,55	0,66	0,18	
5	0,24	0,41	0,34	0	0	0,02	0,08	0,09	0,03	1	1	0,04	0,18	0,21	0,06	
6	1	0,3	0,47	0	0	0,08	0,37	0,36	0,15	1	1	0,16	0,76	0,89	0,25	
7	0,86	0,44	0,32	0	0	0,06	0,29	0,32	0,10	1	1	0,13	0,64	0,77	0,20	
8	0,72	0,48	0,35	0	0	0,05	0,23	0,25	0,08	1	1	0,11	0,53	0,64	0,16	
9	0,6	0,44	0,21	0	0	0,04	0,22	0,24	0,07	1	1	0,09	0,45	0,54	0,14	
10	0,1	0,39	0,44	0	0	0,01	0,03	0,03	0,01	1	1	0,02	0,07	0,09	0,02	

Таблица 4

дежности ее элементов для каждого класса напряжения с целью их взаимной сравнительной оценки. При оперативно-диспетчерском управлении такая информация может быть использована:

- а) при анализе приоритетов реализации переключения по выводу в ремонт/вводу в работу оборудования;
- б) при необходимости определения оптимальных мест размыкания транзитов 110–220 кВ по режиму работы прилегающей сети;
- в) для оценки вероятности нарушения устойчивости энергосистемы при ее работе в вынужденном режиме;

г) для оценки необходимости ввода оборудования из ремонта в работу из-за аварийных отключений смежного оборудования или ухудшения погодных условий;

д) для определения наиболее «слабых» элементов в сечениях энергосистемы при контроле наличия необходимого объема и длительности реализации мероприятий по приведению перетоков в допустимую область в случае аварийного отключения элемента.

Текущая информация о надежности элементов при управлении электро-энергетическим режимом энергосистемы позволит принимать превентивные меры, направленные на предотвра-

щение (снижение) последствий от их аварийных отключений.

Пример визуального представления индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП энергосистемы показан на рис. 2.

По трем транзитам на напряжении 110 кВ активная мощность передается от избыточной части энергосистемы с ПС 110 кВ 1 к дефицитной с ПС 110 кВ 10. Возле каждой ЛЭП отобрано качественное представление индекса ($S_{ав}$) в виде информационного цветового табло, которое информирует о вероятности аварийного отключения элементов относительно эталонной ЛЭП, имеющей наибольшую вероятность отключения среди всех ЛЭП ОЗ ДЦ. Линия ЛЭП-4 отключена в связи

ПРЕДЛАГАЕМЫЙ ПОРЯДОК ДЕЙСТВИЙ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ИНДЕКСА ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛЭП

Индекс вероятности аварийного отключения, $S_{ав}$	Рекомендации по контролю аварийной готовности смежного оборудования, выведенного в ремонт	Рекомендации по управлению режимом работы энергосистемы в районе, которому принадлежит данная ЛЭП	Приоритет реализации переключения по выводу в ремонт ЛЭП	Приоритет во вводе в работу смежного оборудования, выведенного в ремонт, при ухудшении метеоусловий
0,0–0,2	Нет	Выполнение критерия (n – 1)	Незначительный	Низкий
0,2–0,37	Нет	Выполнение критерия (n – 1)	Низкий	Низкий
0,37–0,63	Не более 4 ч	Выполнение критерия (n – 1)	Средний	Средний / низкий при выполнении критерия (n – 2)
0,63–0,8	Не более 2 ч	Выполнение критерия (n – 2)	Повышенный	Повышенный / средний при выполнении критерия (n – 2)
0,8–1,0	Не более 1 ч	Выполнение критерия (n – 2)	Высокий	Высокий

Таблица 5

ПРИКАЗ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 30.06.2003 № 277 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ МЕТОДИЧЕСКИХ УКАЗАНИЙ ПО УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ»

3. Требования к устойчивости энергосистем.

3.1. По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные коэффициенты запаса статической аперидической устойчивости по активной мощности в сечениях и по напряжению в узлах нагрузки. Кроме того, устанавливаются группы возмущений (см. п. 2.5), при которых должны обеспечиваться как динамическая устойчивость, так и нормируемые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах. В области допустимых режимов должно быть обеспечено отсутствие самораскачивания. Если самораскачивание проявляется, то должны приниматься меры по устранению его причин, а оперативно должно быть дополнительно разгружено сечение, в котором наблюдаются колебания, до исключения этих колебаний. Допустимые перетоки определяются также допустимыми токовыми нагрузками (перегрузками с учетом их длительности) оборудования в заданном и в нормативных послеаварийных режимах и другими имеющимися ограничениями.

с работами на ПС 110 кВ 10 (на схеме отображена пунктиром).

В соответствии с рис. 2 и табл. 3 ЛЭП-2, ЛЭП-3 и ЛЭП-7 в условиях ухудшения погодных условий имеют повышенные значения вероятности отключения по сравнению с остальными элементами, для ЛЭП-6 вероятность аварийного отключения высокая.

ПРИМЕР ВИЗУАЛЬНОГО ПРЕДСТАВЛЕНИЯ ИНДЕКСА ВЕРОЯТНОСТИ АВАРИЙНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛЭП НА ФРАГМЕНТЕ СХЕМЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

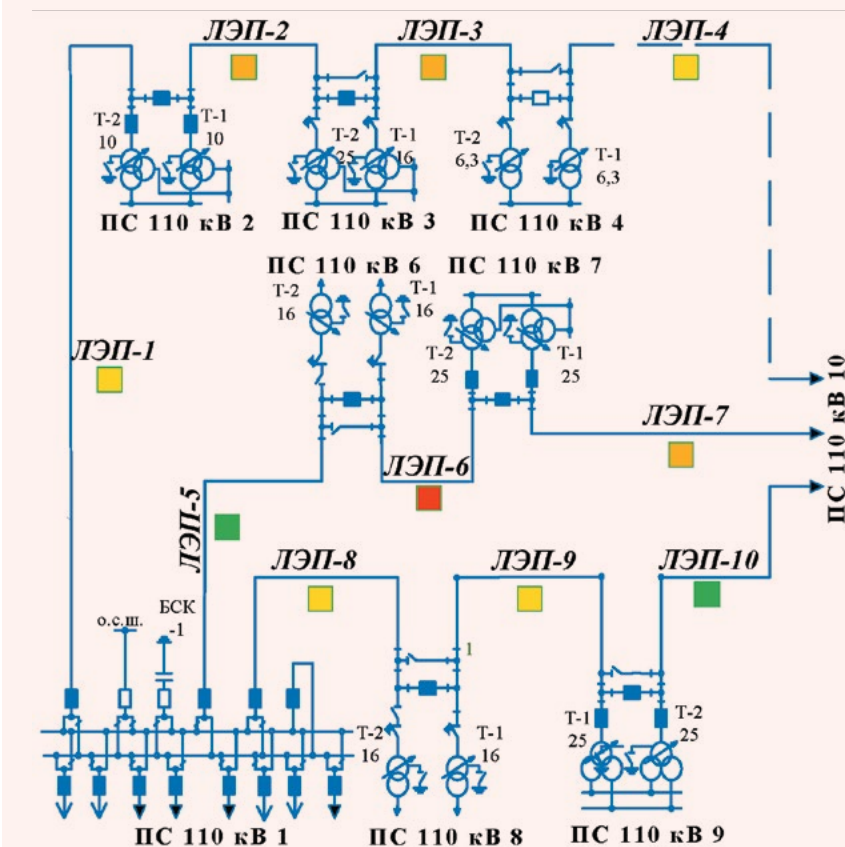


Рис. 2

Отсюда следует вывод о необходимости досрочного ввода в работу ЛЭП-4 в целях выполнения критерия (n – 2) по транзиту мощности от ПС 110 кВ 1 к ПС 110 кВ 10 и для обеспечения надежного электроснабжения потребителей ПС 110 кВ 3 и ПС 110 кВ 4 в условиях повышенной вероятности аварийного отключения ЛЭП-2 и ЛЭП-3.

Для полноценного использования информации об относительной

вероятности аварийного отключения ЛЭП при оперативно-диспетчерском управлении необходимо дополнить текущие нормативные документы.

В табл. 5 представлен предлагаемый вариант порядка действий диспетчерского персонала. В нем указаны рекомендации по выбору критерия оценки режимной надежности района с рассматриваемым элементом с учетом нормативных требований [6].

ИЗ «УКАЗАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ И РАБОТЫ ЭНЕРГООБЛОКОВ С ПАРОТУРБИНЫМИ УСТАНОВКАМИ» МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ ССРС

1.2. Показатели надежности элементов энергосистем и показатели работы энергоблоков с паротурбинными установками позволяют унифицировать банк исходных данных при расчетах и оценках надежности. При расчетах надежности конкретных энергосистем и электростанций допускается использование более представительных показателей надежности электрооборудования, полученных по данным эксплуатации соответствующих энергосистем.

1.3. В качестве основных показателей надежности приняты:

- параметр потока отказов ω , 1/год;
- среднее время восстановления T_v , ч;
- продолжительность ремонтов (планового, капитального, текущего) T_r , ч;
- частота ремонтов (плановых, капитальных, текущих) μ , 1/год.

Для линий электропередачи используются также показатели надежности:

- среднее число преднамеренных отключений μ , 1/год;
- среднее время простоя при преднамеренных отключениях T_r , ч.

1.4. Показатели надежности приведены для: трансформаторов, выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, сборных шин, воздушных и кабельных линий, асинхронных электродвигателей.

ВЫВОДЫ

1. Проанализированы и обобщены в математической модели основные причины аварийных отключений и главные факторы, определяющие надежность ЛЭП 110 кВ. Показаны их ярко выраженный сезонный характер и необходимость учета в методике оценки надежности ЛЭП времени года и ее региональной принадлежности.
2. Разработана и проиллюстрирована примером методика комплексной оценки надежности ЛЭП в режиме реального времени с использованием нового показателя — индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП.
3. Использование методики целесообразно в оперативно-информационном комплексе ДЦ для информационной поддержки диспетчерского персонала и определения последовательности действий при различных значениях индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП, а также в сетевых организациях при оценке вероятности аварийных отключений ЛЭП.
4. Разработаны предложения по визуальному отображению качественной оценки вероятности аварийного отключения ЛЭП на схеме энергосистемы ДЦ на основе автоматизированных расчетов текущего значения индекса вероятности аварийного отключения ЛЭП.
5. Предлагаемая методика и разработанные практические рекомендации по ее использованию в ДЦ помогут обеспечить надежность работы энергосистемы за счет своевременной подготовки превентивных режимных мероприятий, направленных

на снижение последствий аварийных отключений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баканов М.И., Шерemet A.Д. Теория экономического анализа: учебник. М.: Финансы и статистика, 1997.
2. Доронина О.И., Шевченко Н.Ю., Бахтияров К.Н. Оценка надежности воздушных линий электропередачи с учетом климатических факторов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2015. № 9 (ч. 2). С. 226–230.
3. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Области использования и пределы применимости критерия $n - i$ при формировании структуры и выборе параметров элементов ЭЭС. Иркутск: Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, 1999.
4. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Редакция 5.0. М., 2012. <https://bit.ly/3bStSJD>
5. Механошин Б.И., Корякин Д.В., Шапцов В.А. Определение приоритетов обследования линий электропередачи // Электроэнергия. Передача и распределение. 2011. № 1–4 (4). С. 38–43.
6. Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем» (Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630). М.: Минюст России, 2018.
7. Организация технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики ПАО «Россети» (СТО 34.01–24–002–2018). М.: ПАО «Россети», 2018.
8. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. СПб.: Изд-во ДЕАН, 2015.
9. Скопинцев В.А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть. М.: Энергоатомиздат, 2009.
10. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд. М.: ЭНАС, 2012.
11. Harrington E.C. The desirable function // Industrial Quality Control. 1965. Vol. 21. N 10. P. 494–498.

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

Организаторы



Электрификация

При поддержке



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Научно-технический партнер



РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭНЕРГОСИСТЕМ – 2021

29 сентября – 1 октября

г. Москва, ВДНХ, пав. № 55

Официальный партнер



www.rza-expo.ru