

СРЕДСТВА ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

А.П. ВАСИЛЬЕВ*, А.Г. ТУРЛОВ**

*Санкт-Петербургский государственный политехнический университет
*ОАО «Ленэнерго»

Современные методы организации эксплуатации электрических сетей предполагают использование количественных оценок надежности. Рассмотрены средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей и показатели аварийности оборудования электрических сетей напряжением 0,38 -110 кВ. Показана необходимость разработки стратегии по улучшению технического состояния электрических сетей и повышению надежности электроснабжения потребителей.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей создаются электрические сети, системы связи, транспортные, информационные и другие структуры. Размещение этих структур в пространстве, непрерывность их развития, постоянная модернизация и ремонт, оперативное и техническое обслуживание, вовлечение огромных материальных и людских ресурсов в их создание, большая ответственность за выполнение заданных функций – все это связано с проблемой обеспечения и поддержания их надежности и эффективности.

Современные инженерные методы создания электрических сетей и организации их эксплуатации предполагают использование количественных оценок надежности, чтобы рационально спроектировать электрические сети и создать высокоэффективную и экономичную систему эксплуатации.

Сложившиеся в теории надежности электрических систем математические методы в основном предназначены для решения задач надежности, возникающих на уровне отдельных устройств и систем локального характера, при этом без учета возможностей и характера эксплуатации. В действительности, в системах электроснабжения приходится иметь дело с большими территориально распределенными системами, при создании системы эксплуатации которых должно учитываться еще и наличие и состояние дорог, обеспеченность средствами связи и телемеханики, географическое расположение ремонтно-эксплуатационных баз и назначение ремонтных бригад.

Средства обеспечения надежного электроснабжения условно можно разделить на технические и организационно-технические (см. рисунок).

Технические средства обеспечения надежности электроснабжения потребителей

Одним из наиболее распространенных методов обеспечения надежности электроснабжения потребителей является повышение надежности оборудования и сооружения электрических сетей. Наиболее повреждаемым элементом в системе электроснабжения являются воздушные линии (ВЛ), особенно напряжением 6-10 кВ.

Техническое состояние и надежность воздушных линий

Техническое состояние элементной базы определяет надежность функционирования ВЛ напряжением 0,38-110 кВ, которая характеризуется

© А.П. Васильев, А.Г. Турлов
Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

количеством и длительностью отключений, вероятностью повреждения (отказов) элементов ВЛ, а также длительностью плановых отключений при ремонтах. Покажем это на примере статистических данных одной из характерных энергосистем Северо-Запада.

В 2004 году из-за отключений ВЛ напряжением 6-10 кВ произошло 1383 перерыва электроснабжения потребителей (удельное число отключений составило 5,96 на 100 км ВЛ в год). Структура основных причин повреждения на ВЛ напряжением 6-10 кВ приведена в табл. 1, 2.

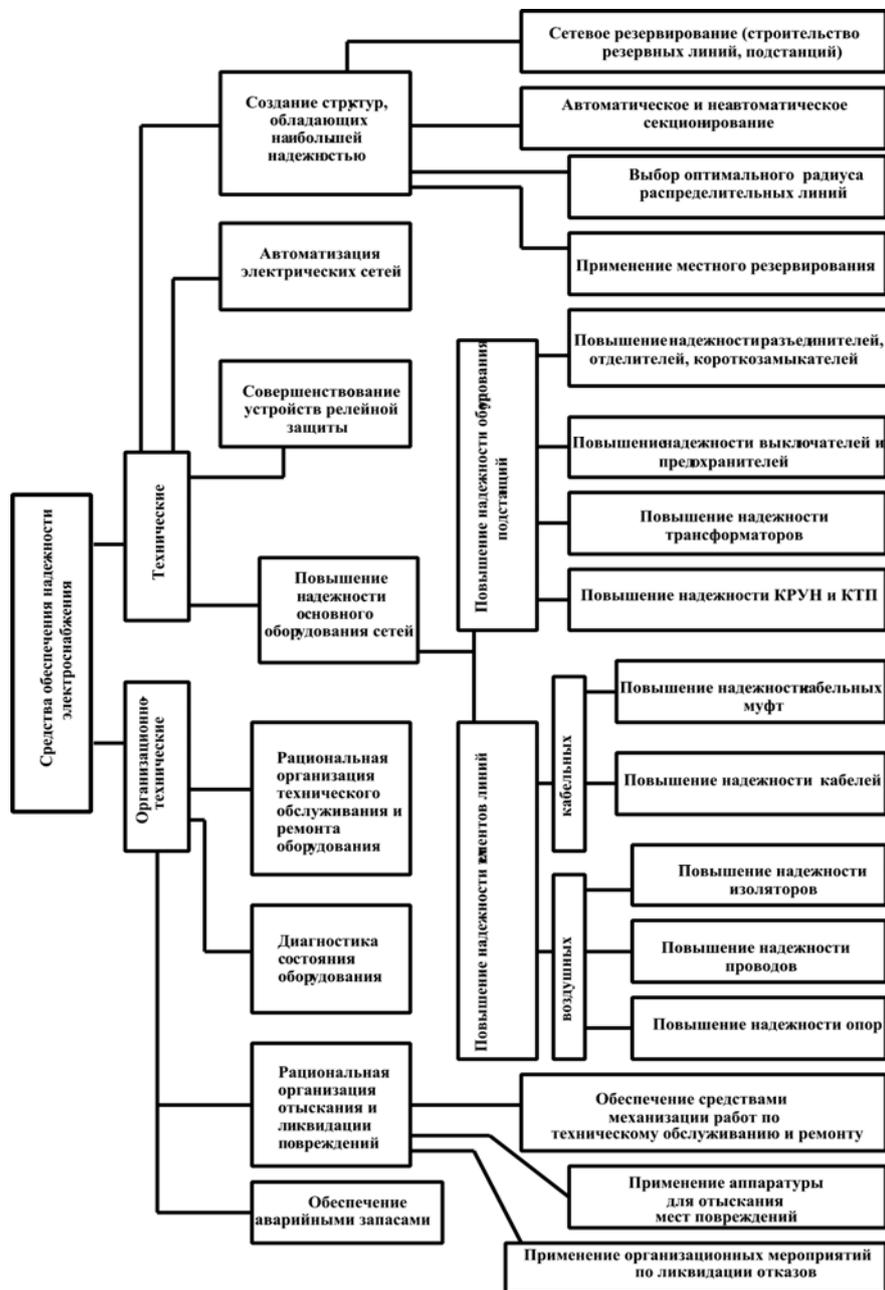


Рис. Средства обеспечения надежности электроснабжения

Таблица 1

Структура причин повреждения ВЛ 0,38-10 кВ

Класс напряжения, кВ	Распределение вероятности повреждения ВЛ, % от общего числа повреждений					
	старение конструкций и материалов	внешние воздействия выше расчетных климатических условий	посторонние воздействия	грозовые перенапряжения	недостатки эксплуатации	невъясненные причины
0,38	31,58	11,8	8,46	3,50	7,18	37,48
6-10	21,01	26,31	7,77	7,01	10,27	27,63

Таблица 2

Количество устойчивых отключений ВЛ 0,38-110 кВ

№	Класс напряжения ВЛ, кВ	Количество отключений ВЛ		
		всего	в т. ч. устойчивых	
			в абсолютных единицах	%
1	0,38	1106	1068	96,56
2	6-10	1383	1257	90,89
3	35	1375	33	2,4
4	110	1357	19	1,4

Техническое состояние ВЛ характеризуется показателями, приведенными в табл. 3.

Таблица 3

Техническое состояние ВЛ 0,38-110 кВ, км

Техническое состояние	Класс напряжения ВЛ, кВ			
	всего	0,38	6-10	35-110
Хорошее	19000,9	7956	10891	0
Удовлетворительное	23149,2	7709	11027	4211
Неудовлетворительное	1314	466	1213	0
Непригодное	109	45	61	0
Всего	43573,1	16176	23192	4211

Состояние воздушных линий

Опоры. В качестве опор для ВЛ напряжением 0,38–110 кВ применяются стойки из различных материалов. Распределение протяженности ВЛ в зависимости от конструкции стоек приведены в табл.4.

Таблица 4

Характеристика опор ВЛ

Класс напряжения, кВ	Общая протяженность ВЛ, км	Из них на опорах, %	
		деревянных	железобетонных и стальных
0,38	16176	18,32	81,68
6-10	23192	0,54	99,46
35-110	4211	0	100

Распределение ВЛ по срокам эксплуатации приведено в табл.5.

Исходя из срока службы ВЛ по состоянию на 01.01.2005 года выработали нормативный срок эксплуатации:

– ВЛ 110-35 кВ – 2221 км;

- ВЛ 6-10 кВ – 14065 км;
 - ВЛ 0,38 – 8061 км.
- Более 90% объема сетей имеют срок службы более 15 лет.

Таблица 5

Срок службы ВЛ

Срок эксплуатации, год	35-110 кВ		6-10 кВ		0,38 кВ	
	км	%	км	%	км	%
До 15	130	3,01	840	3,63	1390	8,63
16-30	1863	44,25	8288	35,73	6702	41,48
30-40	2221	52,74	14065	60,64	8061	49,89

Находятся в неудовлетворительном техническом состоянии и непригодны к дальнейшей эксплуатации воздушные линии:

ВЛ 6-10 кВ – 61 км; ВЛ 0,38 – 45 км.

В последние годы наметились конкретные решения по применению различных типов опор в зависимости от климатического района.

Длина анкерного пролета ВЛ-10 кВ не должна превышать: в 1 и 2 районах по гололеду 2,5 км, в 3 и особых районах по гололеду не более 1,5 км. Предполагается, что это значительно повысит механическую прочность ВЛ. Однако, в связи с переходом предприятий-изготовителей на новые условия хозяйствования, резким увеличением заводами цен на оборудование, а также прекращением выпуска рядом заводов спецжелезобетона для ВЛ, энергосистемы поставлены в крайне тяжелое положение и вынуждены будут пересмотреть стратегию повышения надежности ВЛ.

Срок службы железобетонных вибрированных опор в средних условиях составляет 30-50 лет. Ранее 30-50 лет строительная часть обновляться не должна, независимо от подвешиваемых проводов. Строительная часть ВЛ на цельностоечных опорах не имеет определенного срока службы и при соблюдении действующих правил ремонтов должна эксплуатироваться как можно дольше.

В западноевропейских странах для ВЛ низкого и среднего напряжений достаточно широко применяются деревянные опоры: в горных районах, где твердые грунты, в зонах отдыха, где дерево хорошо вписывается в окружающую природу, - да и по стоимости деревянные опоры составляют конкуренцию бетонным.

В EDF (Франция) ежегодно вводится 83 тысячи опор (в 80-е годы – 100 тысяч). Производят опоры 16 заводов, принадлежащих 8 акционерным обществам, которые изготавливают и другие изделия из пропитанной древесины (в том числе 300 тысяч опор для линий связи). Предприятия расположены вблизи больших лесных массивов на Северо-востоке, в Альпах (ель-пихта), в центральном массиве и Ландах (сосна). Всего производится около 260 тыс. куб. метров в год (75% ель-пихта, 25% сосна и несколько процентов - дугласова пихта). Лес не импортируется [1].

Методы изготовления зависят от вида древесины, но в основном содержат пропитку древесины консервантом (креозот, соли металлов меди или хрома). Пропитка производится или свежесготовленного леса, когда консервант убивает ростовые клетки, или предварительно высушенного. Пропитка производится под давлением до полного насыщения клеток древесины. Кроме того, проводится дополнительная обработка на месте установки нижней части опоры прямо на

месте установки. Методы производства за последние несколько лет изменились. В числе новшеств следует отметить:

1. Отбор медленно растущих пород деревьев (горные породы в противоположность равнинным). Эти породы имеют более гибкое механическое сопротивление.

2. Усовершенствование способов обработки путем выбора антисептиков, более совершенных в отношении защиты и прилипания.

3. Увеличение проникающей способности консерванта в породах, стойких к пропитке. Для ели и пихты - путем перфорации в самой уязвимой части опоры, что в 4 раза увеличивает проникновение на уровне подземной части. Сосна является самой легко пропитываемой, но не отвечает требованиям прямолинейности при длине хлыста, превышающей 10 метров.

4. Развитие деревообрабатывающих предприятий по типу безотходного производства.

5. Участие в разработке, совместно с EDF и Franctelekom, европейского стандарта для опор электрических линий и критериев механического расчета. Стандарт вводится в практику.

На Северо-западе России имеются три завода, которые производят деревянные опоры для линий электропередачи напряжением до 35 кВ и линий связи. Для производства опор используются сосна и ель 1 и 2 сорта. Деревянные опоры обрабатываются водорастворимым деревопропиточным составом ССА производства английской фирмы Рентокил Лтд на оборудовании производства датской фирмы ИВТ. Способ пропитки – автоклавный (давление – вакуум – давление) с последующей фиксацией. Технологические процессы пропитки и фиксации полностью автоматизированы, что позволяет обеспечивать стабильно высокое качество продукции. Кроме опор возможна пропитка траверс, деталей опор, железнодорожных шпал, деталей мостов, причалов, разнообразных строительных конструкций и т.д.

Состав ССА обеспечивает эффективную долговременную защиту древесины от гниения, поражения грибами, плесенью и разнообразными биологическими вредителями. Древесина, пропитанная ССА, окрашена в серо-зеленый цвет, хорошо красится, склеивается, после сушки имеет ту же механическую прочность, что и до пропитки. Высушенная древесина не обладает повышенной коррозионной способностью по отношению к черным металлам и металлам, покрытым гальваническими покрытиями. Алюминиевые детали должны быть защищены от прямого контакта с пропитанной древесиной, так как соли меди, входящие в состав ССА, могут вызвать коррозию алюминия. Электропроводность пропитанной древесины после сушки соответствует электропроводности непропитанной. После фиксации древесина безопасна для людей и животных. Средний срок службы пропитанных изделий в контакте с почвой в условиях умеренного климата составляет 40-45 лет.

Деревянные опоры линий электропередачи имеют целый ряд преимуществ по сравнению с аналогичными бетонными, а именно:

- большой срок службы;
- лучшие механические характеристики и, следовательно, меньшая повреждаемость при доставке к месту установки и в течение срока эксплуатации;
- не требуют использования тяжелой техники при доставке, строительстве и ремонте линий электропередачи.

По сравнению с деревянными опорами, пропитанными креозотом, опоры, пропитанные ССА, имеют одно важное преимущество – их поверхность

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

сохраняется чистой весь период эксплуатации, так как пропиточный состав фиксируется внутри древесины и не выходит наружу. Последнее качество обеспечивает удобство и безопасные условия работы эксплуатационного персонала. В последние годы энергосистемы Северо-Запада стали ориентироваться на применение деревянных опор на ВЛ 0,38-10 кВ.

Механические свойства нового круглого леса

1. *Значительная дисперсия механических свойств* (табл. 6, 7). Лес является материалом разнородным и многие параметры влияют на его механические свойства. В частности, сопротивление разрыва при изгибе зависит от вида древесины и распространено по нормальному закону.

Таблица 6

Сопротивление разрыва при изгибе

	Среднее значение МПа	Среднеквадратическое отклонение, МПа
Ель- пихта	42	10
Пихта Дугласа	48	10
Сосна	59	9
Все хвойные	49	12

Таблица 7

Модуль упругости в зависимости от вида древесины

	Среднее значение МПа	Среднеквадратическое отклонение, МПа
Ель- пихта	9670	1040
Пихта Дугласа	11820	970
Сосна	11040	1350
Все хвойные	10780	1440

2. *Скорость роста дерева - как причина различия механических свойств.* Сосна растет медленнее и достигает состояния годности для производства опор к 60 годам, тогда как ель – к 30-40 годам. При этом годовой прирост у сосны – 2 мм, а у ели – 3 мм. Кроме того, на прочность оказывают влияние узлы ветвей, излом происходит вблизи от них, так как они ослабляют сечение. Коэффициент корреляции сучков и сопротивления разрыву равен 0,7.

3. *Использование результатов, характерных для новой древесины.* В новом Евростандарте на опоры предлагается производителям отбирать стволы по возрасту, породе и месту заготовки, а также подвергать их неразрушающему контролю.

Научные исследования, проводимые на существующем парке опор, позволили выявить основные механизмы старения:

- Материалы, если они соответствующим образом пропитаны консервантами, не обнаруживают особого старения в зависимости от времени.
- Изменения механического сопротивления в зависимости от старения опор связано, в основном, с проникновением влаги в основание опоры.
- Сосна, обладающая лучшими характеристиками в новом состоянии, после нескольких лет приобретает показатель старения ели и пихты. Она обладает тенденцией больше, чем другие породы, впитывать влагу.

И наконец, будь то для контроля свежего дерева, подлежащего отбору для поставок, или же для контроля опор в период эксплуатации, существующие испытания с использованием приборов неразрушающего контроля, а также

разработка соответствующих инструментов, в перспективе открывают возможность промышленного отбора, упрощения процедур контроля сильно поврежденных опор, а также возможность оценки на месте механического соприкосновения опор.

Провода. Структура распределения проводов, применяемых на ВЛ напряжением 110-0,38 кВ, приведена в табл. 8.

Таблица 8

Класс напряжения ВЛ, кВ	Материал неизолированного провода, %		Защищенный или изолированный провод, % к общей протяженности
	Алюминий	АС	
0,38	90,82	8,88	0,3
6-10	44,9	55,04	0,06
35-110	0	100	0

В условиях узких просек трасс ориентация на применение голого провода ошибочна. Для повышения надежности ВЛ, проходящих по лесным массивам и зеленым посадкам, целесообразно использовать провода в изоляции из материалов, стойких к атмосферным условиям, которые повсеместно применяются в Скандинавских странах в климатических условиях, близких к условиям Северо-Запада России. Опыт применения таких проводов в энергосистемах Северо-Запада показал практически полное отсутствие отключений ВЛ из-за перекрытия на поросль, падения деревьев, схлестывания проводов. При падении деревьев на такие провода линия может нормально работать несколько месяцев – время достаточное, чтобы в плановом порядке снять их. Снег и гололед на деревьях и проводах не вызывает повреждений, то есть ликвидацию последствий воздействий ветра, гололеда и снегопадов можно отложить на более удобное для сетевых предприятий время. Рубка лесного массива и объемы расчистки трасс существенно сокращаются, так как линии надежно работают с более узкой трассой. Стоимость провода с изоляцией не выше, чем в 1,5 раза стоимости голого провода такого же сечения, что достаточно быстро в условиях эксплуатации окупает первоначальные затраты.

Изоляторы. На ВЛ 0,38-10 кВ применяют штыревые фарфоровые и стеклянные изоляторы. На ВЛ 6-10 кВ в местах с повышенной грозовой деятельностью применяются изоляторы класса напряжения 20 кВ. На ВЛ 35 кВ применяются штыревые фарфоровые и стеклянные изоляторы, подвесные фарфоровые и стеклянные изоляторы (табл. 9).

Таблица 9

Класс напряжения ВЛ, кВ	Тип изолятора, %			
	штыревой			подвесной
	фарфоровый	стеклянный	полимерный	
0,38	90,28	9,72	0	0
6-10	65,16	34,84	0	10,94
35-110	0,668	0	0,0075	99,325

Применение изолированных проводов на ВЛ 0,38 кВ не требует изоляторов в традиционном исполнении, что также повышает надежность работы ВЛ. Для ВЛ 6-10 кВ при использовании защищенных проводов целесообразно применять специальные изоляторы, позволяющие выполнять раскатку проводов без применения роликов.

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

Для линий 35 -110 кВ необходим более активный переход на полимерную изоляцию. Российские производители в последние годы освоили выпуск полимерных изоляторов нового поколения на напряжение 35 и 110 кВ. Изоляторы представляют собой комбинированную конструкцию со стеклопластиковым стержнем и защитным покрытием из кремнийорганической резины. Отличительной особенностью изоляторов, изготовленных по новой технологии, является то, что защитное покрытие выполняется в виде цельной оболочки, обеспечивающей герметичность диэлектрического и несущего механическую нагрузку стеклопластикового стержня и более высокую надежность в эксплуатации по сравнению с изоляторами, изготовленными на основе модульной технологии и пореберной сборки защитной оболочки. Изоляторы полностью взаимозаменяемы с традиционными стеклянными и фарфоровыми изоляторами, но имеют, по сравнению с ними, ряд преимуществ (более высокие разрядные характеристики, удобство монтажа, вандалоустойчивость, малый вес, компактность), а их стоимость сопоставима и в ряде случаев даже ниже стоимости традиционных стеклянных изоляторов. Единственный недостаток полимерных изоляторов – трудность обнаружения пробоя по стеклопластиковому стержню – видимо будет решен в ближайшей перспективе. Подобные индикаторы повреждений уже устанавливаются на внешней оболочке ограничителей перенапряжений, собранных практически по такой же технологии.

Техническое состояние и надежность кабельных линий

В сельской местности около 1% линий электропередачи выполнено кабельными линиями (КЛ), в городах – 91%. Протяженность КЛ приведена в табл. 10.

Таблица 10

Протяженность кабельных линий электропередачи

Класс напряжения, кВ	Протяженность КЛ по трассе, км
35-110	0
3-10	1098,3
0,4	936
Всего	2034,3

В кабельных сетях используются два типа силовых кабелей – кабели с пропитанной бумажной изоляцией и пластмассовой изоляцией. Основной способ прокладки КЛ – в земле. Кабельные линии напряжением 6-10 кВ на 99% выполнены с использованием силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке. Кабельные линии напряжением 0,38 кВ выполнены с использованием силового кабеля марок ААБ, АСБ, АСБл, АВВГ и др. При эксплуатации кабелей с бумажной пропитанной изоляцией со временем происходит стекание масла, особенно на вертикальных участках, что приводит в последующем к повреждению кабеля. Для повышения надежности кабельных линий необходим переход на силовую кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Техническое состояние и надежность трансформаторных подстанций

ПС 35-110/6-10 кВ. Большинство подстанций 35-110 кВ было построено в соответствии с техническими требованиями отраслевого стандарта. Подстанции имеют исполнение, которое приведено в табл.11.

Исполнение подстанций

Признак классификации	Исполнение	Варианты исполнения (количество ПС)
По напряжению	35/6-10; 110/6-10; 110/35/6-10	70;71;28
По схемам первичных соединений	Упрощенные схемы с предохранителями 35 кВ	2
	Упрощенные схемы с отделителями и короткозамыкателями 35 или 110 кВ	58
	Мостик 35 кВ с выключателем в перемычке	11
	Одна секционированная выключателем система шин 35 кВ	34
	Мостик 110 кВ с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов	54
По количеству применяемых трансформаторов	С одним трансформатором	48
	С двумя трансформаторами	121
По типу фундаментов	Незаглубленные фундаменты	130
	Заглубленные фундаменты	39

Около 85% подстанций напряжением 35–110 кВ в распределительных электрических сетях являются 2-х трансформаторными и имеют 2-х стороннее питание. Из общего количества ПС 17% имеют телеуправление. Оснащенность устройствами телесигнализации и контроля составляет 82%. На подстанциях 35/6-10 кВ в основном установлены трансформаторы мощностью 1.6-4,0 МВ·А, которые оборудованы устройствами регулирования напряжения без возбуждения (ПБВ) - 59% или устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) - 41%. Подстанции 110/6-10 кВ преимущественно 2-х трансформаторные с трансформаторами мощностью от 2500 до 63000 кВ·А. Трансформаторы мощностью 2,5 МВ·А и выше оборудованы РПН.

Подстанции 110/35/6-10 кВ в основном имеют две секции шин 6-10 кВ и две секции шин 35 кВ. Параллельная работа трансформаторов 35 кВ не применяется.

Регулирование напряжения на подстанциях 110 кВ осуществляется регулированием напряжения на шинах 6-10 кВ ПС в соответствии с изменением нагрузки. Как правило, принят автоматический режим регулирования напряжения, также имеются подстанции с дистанционным переключением РПН с пульта управления.

На ПС 35/6-10 кВ с трансформаторами ПБВ и ПС 110/35/6-10 кВ с устройствами ПБВ на стороне 35 кВ регулирование напряжения осуществляется вручную устройствами ПБВ («сезонное»).

Количество ПС, трансформаторов и установленные мощности приведены в табл. 12.

Таблица 12

Количество и мощность силовых трансформаторов и подстанций напряжением 35-110 кВ

Класс напряжения, кВ	Подстанций		Трансформаторов	
	штук	штук	штук	тыс. кВ·А
35	70	118		259,3
110	99	170		1728,9
Всего	169	288		2002,5

Состав парка трансформаторов в зависимости от времени эксплуатации приведен в табл.13.

Таблица 13

Оценка состава парка трансформаторов 35-110 кВ по времени эксплуатации

Год ввода	1955-1965	1966-1975	1976-1985	1986-1990	1991-1995	1996-2000	2001-2005
Количество трансформаторов, % от установленных	4,5	24	50,7	16,6	4,2	0	0

Большое количество ПС 35-110 кВ было построено по простейшим схемам первичных соединений с отделителями и короткозамыкателями, количество которых приведено в табл. 14.

Таблица 14

Наличие и техническое состояние короткозамыкателей и отделителей в распределительных электрических сетях

Оборудование	Всего в наличии, штук
Короткозамыкатели 35 кВ	61
Отделители 35 кВ	61
Короткозамыкатели 110 кВ	128
Отделители 110 кВ	140
Итого	390

ТП 6-10/0,4 кВ. В распределительных электрических сетях в местах с одноэтажной застройкой основными типами подстанций являются мачтовые трансформаторные подстанции (МТП) и комплектные трансформаторные подстанции (КТП). Они составляют примерно 98% от общего количества подстанций. В последние годы появились КТП киоскового исполнения, их доля в общем количестве составляет около 0,5%. Управляемыми конденсаторными установками ЗТП не оснащаются. Регулирование напряжения на КТП и ЗТП осуществляется «сезонно» персоналом ОВБ.

Примерно 32% ТП 6-10/0,4 кВ загружены не более 40 %, что, как следствие, ведет к повышению потерь электрической энергии.

Технический уровень и срок службы силовых трансформаторов в значительной мере определяют надежность сети. Большинство из них имеет срок службы более 25 лет. Подлежит замене (ремонту) в распределительных сетях 6-10 кВ около 150 силовых трансформаторов, 261 КТП (2,3%) находятся в неудовлетворительном состоянии.

Выключатели. К началу 2005 года примерно 1% масляных выключателей напряжением 110 кВ (от общего количества установленных в электрических сетях) отработали нормативные сроки службы. Продолжается эксплуатация выключателей МКП-110, ММО-110, ВМТ-110. В настоящее время эксплуатируется 101 вакуумный выключатель и 3 элегазовых выключателя, что составляет около 1% от общего количества выключателей табл.15.

Таблица 15

Наличие и техническое состояние масляных выключателей

Класс напряжения, кВ	Маломасляные выключатели		Баковые выключатели
	всего в наличии, штук	подлежит замене	всего в наличии, штук
6-10	3223	260	0
35	152	0	118
110-154	121	0	49
Итого	3493	260	167

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

Трансформаторы тока и напряжения. Аналогичная ситуация с измерительными трансформаторами тока и напряжения (табл.16). Это, в основном, трансформаторы с литой изоляцией. Эксплуатируются масляные трансформаторы тока и трансформаторы напряжения типа НОМ и НТМИ, ТФЗМ, ТФРМ, НКФ.

Таблица 16

Наличие и техническое состояние измерительных трансформаторов

Класс напряжения, кВ	Трансформаторы тока	Трансформаторы напряжения
	Всего в наличии, штук	Всего в наличии, штук
6-10	52288	432
35	272	340
110-154	470	364

Повышение надежности подстанций

Наиболее повреждаемыми элементами подстанций являются комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) 6-10 кВ, а в распределительных сетях - трансформаторные подстанции 6-10 кВ [2].

В осенние и весенние периоды имеют место массовые повреждения ячеек КРУН в период образования росы на изоляторах. Кардинальных мер по повышению надежности КРУН в условиях эксплуатации не имеется.

Высока повреждаемость также отделителей и короткозамыкателей. В качестве основных мероприятий по повышению надежности их работы предлагаются небольшие сроки межремонтных периодов; так, текущий ремонт должен проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев, а капитальный - не реже 1 раза в 2 года, что в эксплуатации трудно выполнить из-за недостатка людских и материальных ресурсов. Кроме этого, отделители не могут надежно работать при температуре воздуха – 40°С, которая наблюдается в зоне Северо-Запада.

Основными повреждаемыми узлами трансформаторов 35-110 кВ являются обмотки и изоляция. К основным причинам повреждений трансформаторов, РПН и вводов следует отнести старение материалов в процессе эксплуатации. Сопутствующими условиями, при которых происходит основная часть отказов, являются сквозные короткие замыкания, коммутационные перенапряжения при однофазных замыканиях на землю в сети 6-35 кВ.

Значительная часть отказов трансформаторов может быть устранена при проведении диагностики технического состояния.

Анализ аварийности и пути повышения надежности КРУН и КТП напряжением 6 – 10 кВ

На КРУН и КТП приходится значительная часть отказов в системах электроснабжения. Анализ аварийных отключений в ряде энергосистем Северо-Запада показал, что причинами отказов являются:

- природно-климатическое воздействие при естественных и промышленных загрязнениях изоляции;
- недостаточные изоляционные расстояния в некоторых конструкциях КРУН, обусловленные недоработками при проектировании и монтаже;
- дуговые перенапряжения, возникающие при замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью;
- неэффективность гидрофобных покрытий при работе изоляции в загрязненной среде;
- недостатки эксплуатации.

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

Наибольшее число отказов приходится на весенний и осенний периоды, когда в наибольшей степени проявляется влияние климатических факторов.

Инструктивными материалами по эксплуатации энергосистем предусмотрены мероприятия по повышению надежности изоляции в действующих энергоустановках.

Однако эти мероприятия не сведены в систему. Например, реализация рекомендаций по повышению уровня изоляции ВЛ привела к росту числа перекрытий изоляции, КРУН и КТП. Рекомендации по устранению шунтирующего влияния крепления изоляторов ввода КРУН предприятия-изготовители не учитывают, а их реализация в эксплуатации затруднена. Предложения по оборудованию подогрева в шкафах КРУН ориентированы на подстанции с постоянным дежурным персоналом, в то время как большинство подстанций обслуживаются выездными бригадами.

Уровень потока отказов оборудования КРУН и КТП за последние пять лет остается высоким и тенденции к снижению не отмечается.

С целью повышения надежности изоляции КРУН и КТП следует разработать единую систему повышения их качества, включающую конструктивные решения, технологию изготовления и монтажа, а также совершенствовать правила эксплуатации и методы испытаний. В частности, следует предусмотреть на подстанции без постоянного обслуживающего персонала автоматическое управление устройствами подогрева, оснащение сетей 6 – 10 кВ дугогасящими реакторами, разработку гидрофобных паст, не подверженных загрязнению, содержащимся в окружающей среде.

Сетевое резервирование и схемные решения

В электрических сетях в качестве схемного решения обеспечения надежности электроснабжения принято сетевое резервирование. Сетевым резервированием оснащены:

- подстанции 110-35 кВ; уровень двухстороннего питания сетей напряжением 110-35 кВ составляет 85%;
- воздушные линии напряжением 6-10 кВ; сетевой резерв с автоматическим вводом имеют 93 воздушные линии, что составляет 7,1% от их общего числа.

Для секционирования и автоматического включения резервного питания на ВЛ 6-10 кВ устанавливаются соответствующие пункты с использованием разъединителей и выключателей (табл. 17).

Таблица 17

Характеристика фидеров ВЛ напряжением 6-10 кВ

№	Характеристика	Значение
1	Общее количество фидеров	1387
2	Количество фидеров с протяженностью 25 км и более	463
3	Количество фидеров с двухсторонним питанием	898
3.1	из общего числа имеют АВР	93
4	Общее количество пунктов секционирования	2347
4.1	из общего количества выполнено на вакуумных выключателях	8
4.2	из общего количества выполнено на разъединителях	2339

Из общего количества воздушных фидеров 6-10 кВ с резервным питанием 93 фидера секционированы масляными и 8 вакуумными выключателями.

Оснащение ВЛ устройствами плавки гололеда на ВЛ 6-10 кВ для Северо-Запада экономически нецелесообразно.

Автоматизация электрических сетей

Автоматизация сетей характеризуется следующими показателями:

- 82% центров питания оснащены телесигнализацией;
- 17% имеют телеуправление;

Сети 0,38–110 кВ оснащены устройствами АПВ и АВР. Сеть 110 кВ оснащена устройствами определения места повреждения (ОМП), позволяющими автоматически определять расстояние до места повреждения.

Предприятия электрических сетей и 100% РЭС имеют диспетчерские пункты, из которых 100 % оснащены диспетчерскими щитами и 36% - устройствами телемеханизации. Находящиеся в эксплуатации устройства телемеханики имеют срок службы более 20 лет и морально устарели.

Для управления распределительными сетями 0,38-110 кВ на уровне диспетчерского пункта ПЭС и РЭС используются многоканальные системы высокочастотной связи и телемеханики по ВЛ, а для связи с оперативно-выездными бригадами – УКВ-связь. Связь диспетчерского пункта РЭС с потребителями осуществляется по телефонным линиям связи.

Телемеханизация сетевых объектов распределительных сетей 0,38 – 10 кВ характеризуется следующими показателями:

- менее 1% распределительных пунктов и трансформаторных подстанций имеют телесигнализацию;
- менее 0,1% распределительных пунктов и трансформаторных подстанций имеют телеуправление.

Остро стоит вопрос комплексной автоматизации электрических сетей. Для внедрения комплексной автоматизации электрических сетей необходимо провести обобщающие теоретические исследования по ее эффективности, возможной области применения средств автоматики. Указанные исследования необходимы для обоснования рекомендаций промышленности по серийному изготовлению наиболее эффективных устройств и систем автоматизации, а также проектным и эксплуатационным организациям для принятия решений, обеспечивающих максимальный эффект.

Учитывая, что совокупность мероприятий по комплексной автоматизации сетей в сочетании с самой сетью представляет собой взаимосвязанную систему, необходимо для ее анализа и синтеза разработать математическую модель функционирования системы с учетом возможностей эксплуатации. Это особенно важно потому, что ряд средств комплексной автоматизации сетей вообще не дают экономического эффекта.

Первые попытки провести комплексную автоматизацию распределительных сетей в ОАО «Ленэнерго», например, оказались unsuccessful.

Состояние релейной защиты

Для защиты сетей напряжением 0,38 кВ используются плавкие предохранители и автоматические выключатели различных типов. Сети 6 – 35 кВ оснащены защитами с зависимой (независимой) выдержкой времени и отсечками, преимущественно на электромеханической основе. Для защиты сетей 110 кВ используются панели типа ЭПЗ 1636.

Большинство находящихся в эксплуатации устройств РЗА выполнено с использованием электромеханических реле. Доля микропроцессорных устройств РЗА не превышает 0,3%.

Более 60% всех устройств РЗА отработали 2 нормативных срока службы. Из-за старения наблюдается разброс характеристик, устройства не отвечают современным требованиям релейной защиты и увеличивают затраты на техническое обслуживание.

Релейная защита от однофазных замыканий на землю в основном действует на сигнал. При этом режим однофазных замыканий на землю считается аварийным, присоединение отключается для устранения обнаруженного повреждения.

Процент случаев неправильной работы устройств РЗА за последние годы остается на одном уровне и составляет 0,7%, однако это достигается в результате повышения затрат на их техническое обслуживание.

Известные требования по оснащению каждой линии 10 кВ, независимо от своих параметров, устройством двукратного АПВ на головном выключателе и секционирующих выключателях, как правило, в энергосистемах не выполняются из-за отсутствия необходимого технического обслуживания и ремонта выключателей, неудовлетворенных технических характеристик выключателей и линий.

Организационно – технические средства обеспечения надежного электроснабжения потребителей

Обеспечение аварийными запасами материалов и оборудования. В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений на предприятиях электрических сетей (в энергообъединениях) должен храниться аварийный запас материалов и деталей согласно установленным нормам. Для распределительных сетей 0,38 – 20 кВ, для которых характерны массовые повреждения при ветре, гололеде, снегопаде, установлены нормы аварийного страхового запаса основных материалов, запасных частей и изделий [3, 4]. Однако необходимого аварийного запаса, соответствующего типовым нормам комплектации, в сетевых предприятиях нет из-за недостаточного выделения на эти цели средств.

Обеспечение средствами механизации работ по техническому обслуживанию и ремонту. Комплектование предприятий электрических сетей средствами малой механизации, приспособлениями, такелажным оборудованием, ручным инструментом и приборами для ремонта и технического обслуживания должно осуществляться согласно [5 - 6].

Действующие нормативы комплектования автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами производственных подразделений, осуществляющих техническое обслуживание и ремонт электрических сетей, не выполняются из-за отсутствия необходимых средств у предприятий.

Рациональная организация отыскания и ликвидации повреждений в электрических сетях. Для дистанционного определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, а также мест междуфазных замыканий на ВЛ 6–35 кВ должны быть установлены специальные приборы. Техника определения мест повреждения (ОМП) воздушных линий, под которой понимаются различные методы и средства для их реализации, в настоящее время стала составной частью эксплуатационного обслуживания электрических сетей.

Позволяя значительно ускорить обнаружение местонахождения повреждения на линии при устойчивых коротких замыканиях, техника ОМП

способствует быстрейшему проведению ремонтно-восстановительных работ ВЛ. На воздушных линиях значительную, а иногда и большую часть времени восстановления поврежденной линии составляет процесс определения места повреждения, а длительность поврежденного состояния линии и определяет, в основном, ущерб потребителю.

Для обнаружения мест междуфазных коротких замыканий в сетях 10 кВ должен применяться комплекс устройств, включающий:

- указатели поврежденных участков, устанавливаемых непосредственно на линиях (УПУ);
- фиксирующие приборы для дистанционного определения мест коротких замыканий по параметрам аварийного режима, устанавливаемые на подстанциях 35-110/10 кВ.

Фиксирующие приборы для дистанционного определения расстояний до мест коротких замыканий на ВЛ 10 кВ должны устанавливаться в ячейках ввода 10 кВ распределительных устройств подстанций 35-110/10 кВ. При этом прибор должен фиксировать расстояние до мест повреждений на каждой из отходящих линий при отключениях после неуспешных циклов автоматического повторного включения (АПВ). Поиск мест коротких замыканий по показаниям фиксирующих приборов должен производиться согласно инструкции, разработанной для каждой конкретной сети. Однако из-за финансовых ограничений и не очень высокой эффективности работы внедрение приборов в распределительных сетях незначительное.

Для отыскания мест однофазных замыканий на землю в сетях 10 кВ должны применяться устройства, реагирующие на токи и напряжения замыкания на землю, а именно переносные приборы, позволяющие определять место повреждения путем ряда последовательных измерений. Однако из-за отсутствия легких и портативных приборов, имеющих источники питания в виде аккумуляторных батарей, использование их персоналом невысокое.

В настоящее время началось комплексное решение вопросов защиты, автоматики и ОМП с использованием микропроцессорной техники, в том числе в распределительных сетях напряжением 10 кВ.

Организация оперативного, технического обслуживания и ремонта электрических сетей. Система эксплуатации электрических сетей многофункциональна, что объясняется большим разнообразием выполняемых ею задач, значительным количеством разнообразных форм обслуживания, а также устройств, ее составляющих. Структура системы эксплуатации, характер связей и отношений между ее элементами определяется, в основном, составом эксплуатируемого оборудования, его техническим состоянием, значимостью потребителей электроэнергии, требованиям и надежности электроснабжения.

Совершенствование системы эксплуатации связано с созданием ремонтно-эксплуатационных баз и бригад, с обеспечением связью, радиосвязью и телемеханикой, с улучшением организации оперативного обслуживания, текущего обслуживания и ремонта, с повышением квалификации обслуживающего персонала.

Основные элементы системы эксплуатации – это эксплуатационные бригады, располагаемые на ремонтно-производственных базах. Эксплуатационные бригады выполняют локальные функции в системе эксплуатации и подразделяются на следующие типы:

- бригады оперативного обслуживания;
- бригады технического обслуживания;

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

- бригады технического обслуживания и ремонта;
- бригады ремонта.

Все бригады подразделяются по типу и классу напряжения эксплуатируемого оборудования: подстанционные, линейные, распределительных сетей, релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления и др. Как правило, в предприятиях электрических сетей бригадам по техническому обслуживанию и ремонту дополнительно предоставляются определенные права по оперативному обслуживанию. При реформировании энергосистем все ремонтные подразделения выделяются из состава предприятий электрических сетей. Взаимоотношения становятся более сложными - как между самостоятельными юридическими лицами. До 2007 года ремонтным предприятиям гарантированно предоставляется некоторый объем ремонтных работ. В дальнейшем предполагается их продажа и создание рынка ремонтных работ.

Для построения и управления структурой системы эксплуатации электрических сетей разработаны математические модели и алгоритмы. На их основе выполнены расчеты, которые показали необходимость совершенствования структур и систем технического обслуживания и ремонта электрических сетей [7].

Выводы

1. Проведение реформы энергетической отрасли выдвигает проблему обеспечения надежности электроснабжения в число первоочередных задач государственного управления. В последние годы естественный процесс старения оборудования стал опережать темпы обновления электрических сетей, что привело к снижению надежности электроснабжения потребителей.

2. Управление надежностью в ходе планирования, проектирования, строительства, в процессе технического обслуживания и ремонта нуждается в методическом обеспечении на современном научном уровне и обосновании применяемых технических средств.

3. Анализ статистических данных о технологических отказах в электрических сетях энергосистем указывает на необходимость разработки стратегии, которая позволит улучшить техническое состояние оборудования и повысит надежность электроснабжения потребителей.

Summary

Modern creation and organization methods of the exploitation of electrical networks are supposed to use numerical reliability evaluation. Reliability support of the consumers' power supply and accident rate indexes of electrical networks equipment with voltage 0,38 - 110 kW were examined.

Литература

1. M.Ratier, O.Vanackere, E. Chabat-Courrede, J.-L. Lapeyre. Propriete mecaniques, vieillissement et C.N.D. de supports en bois. Electrcete de France. Direction des etudes et Recherches, epure 45. Janvier 1995. pp 3-16.

2. Васильев А.П., Ихтейман Ф.М., Пангаев Ю.И. Анализ аварийности и пути повышения надежности КРУН и КТП напряжением 6 -20 кВ./Сб.тезисов докладов симпозиума Академии наук СССР «Теоретические и электрофизические проблемы повышения надежности и долговечности изоляции сетей с

© Проблемы энергетики, 2006, № 3-4

изолированной и резонансно-заземленной заземленной нейтралью». Таллинн, 1989.

3. Нормы аварийного страхового запаса запасных частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,38 кВ.- М.: Союзтехэнерго, 1986.

4. Нормы аварийного страхового запаса основных материалов, запасных частей и изделий для воздушных линий электропередачи 0,38-20 кВ.- М.: Союзтехэнерго, 1986.

5. Табелы комплектования предприятий электрических сетей Минэнерго СССР средствами малой механизации, приспособлениями, такелажным оборудованием, ручным инструментом и приборами для ремонта и технического обслуживания воздушных линий электропередачи напряжением 0,4-750 кВ и кабельных линий 0,4-35 кВ.- М.: Союзтехэнерго, 1989.

6. Нормативы комплектования автотранспортными средствами, спецмеханизмами и тракторами производственных подразделений Минэнерго СССР для технического обслуживания и ремонта сетей.- М.: Союзтехэнерго, 1991.

7. Васильев А.П., Вилков Н.Б. Математическая модель оценивания структуры систем оперативного обслуживания и ремонта электрических сетей энергосистем.- Санкт-Петербург.- Труды СПб ГПУ.- №460.- 1996.- С.179-182.

Поступила 09.02.2006