

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ И ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Опыт эксплуатации оборудования энергосистем показывает, что наименее надежным элементом являются воздушные линии (ВЛ) электропередачи. В настоящее время в Украине эксплуатируется более 890 тыс. км электрических сетей напряжением 0,4...800 кВ (табл. 1). Линии электропередачи в основном были сооружены в 60-х - 70-х годах прошлого столетия. Сегодня эти линии перешагивают рубеж 30-летнего срока службы. Поэтому вопрос о повышении надежности ВЛ выходит на одно из ведущих мест в области энергетики.

Основными причинами аварийных отключений ВЛ являются:

Кроме того, следует отдельно вести учет повреждений элементов ВЛ, не вызывающих автоматические отключения. К ним относятся: коррозия отдельных частей опор, линейной арматуры, тросов и проводов; разрушение изолирующих деталей изоляторов и др.

Большая протяженность линий электропередачи в сочетании с их высокой повреждаемостью приводят к необходимости учиты-

вать надежность ВЛ как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации.

Для сравнения надежности различных вариантов сооружения воздушной линии электропередачи, а также для оценки надежности линий в процессе их эксплуатации используются показатели надежности. Надежность воздушных линий электропередачи можно количественно оценить комплексом показателей, включающим пять следующих групп: показатели безотказности, ремонтпригодности, долговечности, комплексные и экономические показатели.

- воздействия внешних нагрузок (гололед и ветер) и связанные с ними колебания проводов («пляска», вибрация) и поломки опор;
- перекрытия линейной изоляции при рабочем напряжении и при перенапряжениях (грозовых и коммутационных);
- набросы, наезды и другие случайные воздействия.

Таблица 1

Протяженность воздушных линий электропередачи Минэнерго Украины

Напряжение, кВ	800	750	500-400	330	220-150-110	35-20-10-6-0,4	Всего
Протяженность линий, км	99	4117	676	13185	52324	821053	891454

Основным источником получения информации о надежности электроэнергетического оборудования является сбор и обработка материалов эксплуатационной статистики. Для решения практических задач необходимы оценки следующих показателей: параметр потока отказов элементов ВЛ; среднее время восстановления; периодичность проведения плановых ремонтно-эксплуатационных работ и их длительность. В таблицах 2-4 приведены значения указанных выше показателей надежности для Украины и ряда зарубежных стран [1].

Следует отметить, что дифференциация показателей надежности по различным признакам позволяет оптимизировать эксплуатацию ВЛ.

Для расчета и прогнозирования показателей надежности используются математические модели. Выбор способа математического описания диктуется потребностями практических задач и возможностями различных математических моделей и методов.

В [3] рассмотрена модель, которая позволяет выполнить оценку надежности механической части воздушных линий электропередачи. Для этой цели используются такие показатели надежности, как частота отказов и вероятность безотказной работы. В данной модели надежность линии определяется прочностью проводов и промежуточных опор, так как именно эти элементы определяют безотказность и время восстановления линии после разрушения. Прочность остальных элементов должна соответствующим образом координироваться с прочностью этих элементов. В качестве модели линии рассматривается анкерванный участок, так как анкерные опоры считаются практически неразрушимыми. Надежность линии определяется надежностью самого слабого анкерванного участка.

Вероятность безотказной работы линии рассчитывается по выражению:

$$P_{\text{ли}} = \chi_i \cdot P_v \cdot P_{\text{вр}} \cdot P_p, \quad (1)$$

где P_v , $P_{\text{вр}}$ и P_p - вероятности безотказной работы одного пролета линии соответственно в ветровом, гололедно-ветровом и гололедном режимах работы;

χ_i - коэффициент снижения прочности элемента, наиболее часто подвергающегося действию предельно допустимых нагрузок (табл. 5).

Таблица 2
Параметр потока отказов ВЛ в Украине и за рубежом

Страна	Напряжение, кВ	ω , 1/(100км*год)
Украина	35	1,5
	110	1,2
	220	1,0
	330	0,6
	500	0,4
Япония	750	0,3
	22-33	4,19-8,74
	67-77	2,09-4,32
	110-154	0,52-1,64
Германия	220-275	0,3-0,98
	30	3,0
	60	1,8
	110	1,6
	220	0,5-3,2
США	380	2,1
	11-38	3,0
	69	0,2
	138	0,3
	220-240	0,227
	287-300	0,291
Австрия	345-360	0,536
	500	0,14
	30	6,69
	60	2,53
Швеция	110	1,28
	220	0,53
	132	0,14
	220	0,03
	400	0,02

Таблица 3
Среднее время восстановления ВЛ в Украине и за рубежом

Страна	Напряжение, кВ	T_R , ч
Украина	750	18,2
	500	15,1
	330	13,6
	220	12,3
	110	9,7
	35	10,5
Канада, США	500	0,902
	230	4,43
	138	8,95
	69	4,4
Япония	33	8,0
	220-275	0,27-2,48
	110-154	4,42-5,53
	66-77	2,92-5,81
	33	2,78-3,5

Для практических расчетов в настоящей работе предлагается алгоритм оценки надежности механической части линий электропередачи (рис. 1).

На первом этапе оценки надежности необходимо построить функции распределения годовых максимумов нагрузок элементов линии в гололедном, ветровом и гололедно-ветровом режимах. Вид функций распределения определяется на основании данных метеостанций о значениях годовых максимумов нагрузок в районе расположения линии.

На втором этапе все анкероуемые участки линии группируются по параметрам одного пролета: марка провода, тип промежуточной опоры, длина пролета.

На третьем этапе из каждой группы выбирается анкероуемый участок, имеющий наибольшее количество элементов (пролетов).

Второй и третий этапы позволяют значительно сократить расчеты, так как из рассмотрения исключаются анкероуемые участки, надежность которых заранее не является минимальной.

На четвертом этапе рассчитываются допустимые нагрузки на провода в гололедном, ветровом и гололедно-ветровом режимах.

Допустимая нагрузка на провод определяется по выражению

$$\gamma_n = k_0 \cdot \sigma_p \times \sqrt{24 \cdot \frac{k_0 \cdot \sigma_p - \sigma_y + \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \gamma_y^2}{l^2 \cdot k_m \cdot E} + \frac{\gamma_y^2}{\sigma_y^2}}, \quad (2)$$

где $k_0 = 0,7$ - коэффициент, определяющий предельно допустимое тяжение в проводах [3];

σ_p - напряжение в материале провода, вызывающее его разрыв, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$;

σ_y - напряжение в материале провода в пределах упругих деформаций, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$;

α - коэффициент температурного линейного удлинения провода, град^{-1} ;

E - модуль упругости, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$;

$\Delta t = t_p - t_y$ - изменение температуры при переходе провода из режима упругих деформаций в режим разрывных усилий, $^{\circ}\text{C}$;

l - длина пролета, м; значения коэффициента k_m получены расчетным путем по данным испытаний, проведенным во ВНИИЭ: для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов $k_m = 0,42$, для проводов из алюминиевых сплавов $k_m = 0,6$ [3];

γ_y - нагрузка, вызывающая напряжение в проводе, равное пределу упругости, $\frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{мм}^2}$, определяемая по выражению (3):

Таблица 4
Средние периодичность и продолжительность преднамеренных отключений ВЛ

Напряжение, кВ	35	110	220	330	500
Средняя периодичность преднамеренных отключений, отключений/год	1,25	2,30	2,31	2,43	1,48
Средняя продолжительность преднамеренных отключений, ч	17,9	14,3	16,8	17,6	19,0

$$\gamma_y = \sqrt{(\sigma_y - \sigma_{исх} + \frac{\gamma_{исх}^2 \cdot E \cdot l^2}{24 \cdot \sigma_{исх}} + \alpha \cdot E \cdot (t_y - t_{исх})) \cdot \frac{24 \cdot \sigma_y^2}{l^2 \cdot E}}, \quad (3)$$

где $\sigma_{исх}$, $\gamma_{исх}$, $t_{исх}$ - параметры исходного режима, определяемые на основании механического расчета проводов.

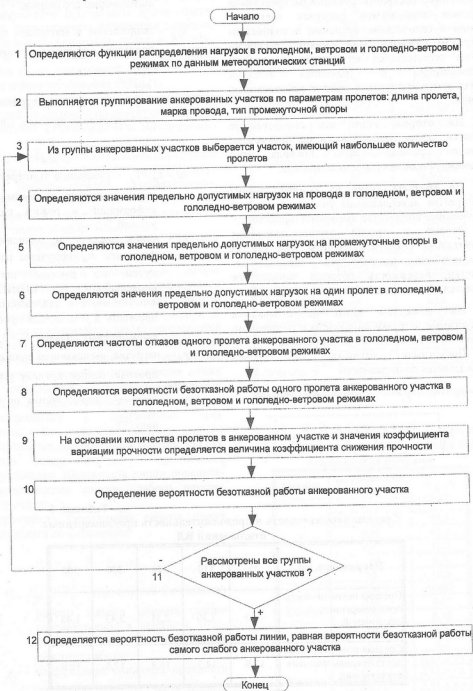


Рис. 1. Алгоритм оценки надежности механической части ВЛ

Таблица 5

Кoeffициенты снижения прочности [3]

Количество элементов	Кoeffициент вариации прочности ν , %				
	5	10	15	20	30
1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
2	0,98	0,97	0,94	0,91	0,84
5	0,96	0,92	0,85	0,80	0,64
10	0,94	0,89	0,81	0,72	0,51
20	0,93	0,85	0,77	0,66	0,38
40	0,92	0,83	0,72	0,59	0,26
80	0,91	0,79	0,68	0,53	0,16

Стрела провеса для $\gamma = \gamma_y$ определяется по формуле:

$$f = \frac{\gamma_y \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_y} \quad (4)$$

Если полученное значение f меньше значения максимально допустимой стрелы провеса провода f_h , то γ_y принимают равной γ_y . В противном случае:

$$\gamma_y = \frac{8 \cdot \sigma_y \cdot f_h}{l^2} \quad (5)$$

Предельно допустимые нагрузки в гололедном и ветровом режимах определяются по выражениям:

$$\gamma_{pn} = \gamma_n - \gamma_1 \quad (6)$$

$$\gamma_{vn} = \sqrt{\gamma_n^2 - \gamma_1^2} \quad (7)$$

Определить точное значение предельно допустимой нагрузки в гололедно-ветровом режиме γ_{vpn} невозможно, так как вектора гололедной и ветровой нагрузок имеют различные направления. Однако очевидно, что величина γ_{vpn} может принимать значения в пределах значений γ_{pn} и γ_{vn} . Из выражений (5) и (7) видно, что $\gamma_{pn} < \gamma_{vn}$. Поэтому можно принять:

$$\gamma_{vpn} = \gamma_{pn} \quad (8)$$

На пятом этапе определяются предельно допустимые значения давления ветра на провода и опоры в гололедном и гололедно-ветровом режимах. Для этого используется формула

$$w_n = \frac{k_y \cdot M_p - M_g}{C_{xnn} \cdot \alpha \cdot n \cdot d \cdot l \cdot H_{np} + 0,5 \cdot C_x \cdot \beta \cdot H_{cm} \cdot S} \quad (9)$$

где $k_y = 1,2$ - коэффициент запаса прочности;

M_p - расчетное значение прочности, кгс·м;

M_g - момент, возникающий при деформации опоры, вследствие действия моментов от ветрового давления на стойку и провода, кгс·м;

C_{xnp} - аэродинамический коэффициент провода;

α - коэффициент, учитывающий неравномерность скоростного напора по длине провода;

n - количество проводов, шт.;

d - для безгололедного режима - диаметр провода, для гололедного - размер гололедного отложения вместе с проводом;

l - длина пролета, м;

H_{np} - средняя высота подвеса провода, определяемая по чертежам опоры;

C_x - коэффициент лобового сопротивления стойки;

β - коэффициент, учитывающий динамическое воздействие провода на опору;

H_{cm} - высота наземной части стойки, м;

S - площадь боковой стороны стойки, м².

При расчете допустимого значения давления ветра на опору в гололедном режиме толщину стенки гололеда можно принять равной нормативной для данного района гололедности.

На шестом этапе определяются допустимая нагрузка на пролет рассматриваемого анкерowanego участка в гололедном, ветровом и гололедно-ветровом режимах. Допустимая нагрузка принимается равной меньшему из допустимых значений нагрузок на провода и опоры в соответствующем режиме. При сравнении нагрузок в гололедно-ветровом режиме необходимо определить допустимую величину давления ветра на провода при нормативной толщине стенки гололеда.

На седьмом этапе, на основании функций распределения годовых максимумов нагрузок, определяется частота отказов одного пролета в гололедном, ветровом и гололедно-ветровом режимах (рис.2).

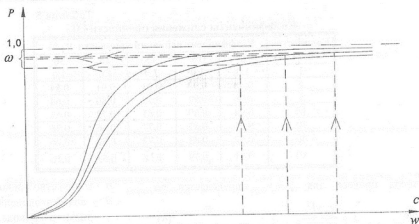


Рис. 2. Определение частоты отказов одного пролета в гололедном, гололедно-ветровом и ветровом режимах

На восьмом этапе по формуле:

$$P_{15} = e^{-\omega_1 N}, \quad (10)$$

где ω_1 - частота отказов одного пролета, 1/год;

N - срок службы линии, год,

определяется вероятность безотказной работы одного пролета линий в гололедном, ветровом и гололедно-ветровом режимах.

На девятом этапе, на основании количества пролетов в анкерном участке n и коэффициента вариации прочности v , определяется коэффициент снижения прочности χ (табл. 5). При расчете зависимости снижения прочности системы от количества входящих в нее элементов рекомендуется исходить из условия, что в системе может появиться элемент, прочность которого на 10% ниже среднестатистической (при вероятностном методе расчета) или минимально допустимой (при полувероятностном методе расчета) [3].

На десятом этапе по формуле (1) определяется вероятность безотказной работы рассматриваемого анкерного участка.

Этапы 3-10 повторяются для всех групп анкерных участков.

На двенадцатом этапе определяется вероятность безотказной работы линии

$$P_{кз} = \min \{ P_{кз.i} \}. \quad (11)$$

Рассмотренная модель может использоваться для оценки надежности ВЛ любого напряжения.

Однако при оценке надежности распределительных сетей 10 кВ следует учитывать их низкую степень резервирования, что определяет необходимость подробного рассмотрения времени восстановления электроснабжения

потребителей в моделях оценки надежности.

Используя описанный выше алгоритм, была рассчитана вероятность безотказной работы существующей ВЛ 330 кВ ТЭЦ-5 - ПС «Новоброварская». Согласно документу «Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила» капитальный ремонт ВЛ на металлических и железобетонных опорах следует проводить не реже одного раза в 10 лет. Поэтому вероятность безотказной работы линии была рассчитана для указанного времени. Полученный результат, $P_{кз} = 0,53$, свидетельствует о достаточно высоком уровне надежности линии, что подтверждается отсутствием отказов за 30 лет ее работы.

Следует отметить, что в последние годы в результате массового окончания нормативных сроков службы ВЛ и увеличившейся в связи с этим аварийности линий возникла необходимость проведения больших объемов ремонтно-восстановительных работ, что требует огромных материальных и трудовых затрат. Выходом из этой ситуации может послужить диагностика состояния ВЛ, позволяющая перейти к техническому обслуживанию по реальной потребности.

В настоящее время используются новые методы и средства диагностики, позволяющие проводить контроль состояния оборудования без вывода его из работы. Одним из таких средств диагностики служит тепловизионный контроль.

Основными достоинствами тепловизионного контроля являются высокая безопасность работы, незначительные эксплуатационные затраты, недорогое техническое обслуживание.

К недостаткам тепловизионного контроля можно отнести высокую стоимость тепло-

визоров. Однако в отдельных случаях за один день работы можно найти столько дефектов, что это окупит их стоимость.

Использование тепловизоров, позволяющих без приближения к находящимся под напряжением элементам ВЛ с высокой точностью измерить их температуру, дает возможность быстро и в условиях полной безопасности оценить состояние контактных соединений проводов по выделению на них тепла под действием тока нагрузки.

К массовым объектам теплового контроля относятся изоляторы (в особенности фарфоровые) в гирляндах высоковольтных линий передачи.

На фоне стремительного развития методов диагностики электрической части ВЛ следует отметить слабое развитие методов диагностики механической части ВЛ (железобетонных опор, фундаментов, и т.д.).

Однако в последние годы находит применение ультразвуковая и вибрационная диагностика железобетонных конструкций ВЛ, которые позволяют выявлять дефекты в бетоне на ранней стадии их возникновения.

Таким образом, диагностика дает возможность сэкономить огромные средства за счет своевременного обнаружения дефектов оборудования, а также за счет исключения из объема ремонта оборудования, ремонт которого может быть обоснованно перенесен на более поздние сроки.

Исследуя проблему надежности ВЛ, в заключение следует отметить, что надежность ВЛ является технико-экономической категорией. Повышение уровня надежности всегда сопряжено с увеличением затрат. В связи с этим возникает вопрос о том, каков должен быть критерий надежности.

На стадии проектирования, при выборе варианта сооружения ВЛ, таким критерием должен быть минимум приведенных (или дисконтированных, если ВЛ сооружается в течение нескольких лет) затрат. Из этого следует, что всякое увеличение затрат на повышение надежности должно оправдываться уменьшением ущерба у потребителей энергии из-за перерывов энергоснабжения.

Ущерб методически целесообразно представить двумя составляющими: основным ущербом - из-за простоя предприятия, его оборудования, рабочей силы с соответствующей недовыработкой продукции и ущербом внезапности - из-за внезапности отключения (когда возможна поломка оборудования, порча сырья, готовой продукции и т. п.) [2].

Таким образом, экономический ущерб при каждом отказе ВЛ, питающей i ($i=1,2,\dots,l$) предприятий, можно определить по выражению:

$$Y = \sum_{i=1}^l (\omega \cdot \tau \cdot P_i \cdot \bar{y}_o + \omega \cdot P_i \cdot \bar{y}_{om}), \quad (12)$$

где ω - параметр потока отказов рассматриваемой линии, 1/год;

τ - среднее время восстановления ВЛ, ч;

P_i - дефицит мощности, возникший на i -том предприятии, из-за отказа ВЛ, кВт;

\bar{y}_o - удельный основной ущерб из-за отказа ВЛ, грн/кВт·ч;

\bar{y}_{om} - удельный ущерб внезапности из-за отказа ВЛ, грн/кВт.

При повышении уровня надежности в процессе эксплуатации ВЛ необходимо установить функциональные связи между значениями показателей надежности и показателями экономической эффективности системы электроснабжения.

В общем случае критерием эффективности выступает отношение прироста дохода к капитальным вложениям, вызвавшим этот прирост:

$$\Theta = \frac{Ц - С}{K}, \quad (13)$$

где $Ц$ - годовой выпуск продукции в оптовых ценах;

$С$ - себестоимость годового выпуска продукции;

K - капитальные вложения в реализацию мероприятия по повышению надежности.

Капитальные вложения считаются эффективными, если фактический показатель общей эффективности не ниже нормативного для данного типа предприятия $\Theta^{np} \geq \Theta_n^{np}$.

Выводы

Повышение надежности ВЛ является актуальной технико-экономической проблемой. Поэтому решение этой задачи должно производиться как на стадии проектирования, так и в процессе эксплуатации. При этом необходимо существенно повышать степень внедрения современных средств диагностики.

Литература

1. Барг И. Г., Эдельман В. И. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 248 с.

2. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем: Учеб. Пособие для электроэнергет. спец. вузов. - М.: Высш. шк., 1984. - 256 с.
3. Повышение надежности и долговечности электросетевых конструкций / Горохов Е. В., Шаповалов С. М., Удод Е. И. и др.; Под ред. Горохова Е. В. - К.: Техника, 1997. - 284 с.
4. Свиридов П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. - К.: Техника, 1992.