

Интернет-журнал «Наукovedение» ISSN 2223-5167 <http://naukovedenie.ru/>

Том 7, №6 (2015) <http://naukovedenie.ru/index.php?p=vol7-6>

URL статьи: <http://naukovedenie.ru/PDF/98TVN615.pdf>

DOI: 10.15862/98TVN615 (<http://dx.doi.org/10.15862/98TVN615>)

УДК 621.316

Долецкая Лариса Ивановна

ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет (МЭИ)»

Россия, филиал в г. Смоленске¹

Доцент

Кандидат технических наук

E-mail: dli27@mail.ru

Кавченков Валерий Петрович

ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет (МЭИ)»

Россия, филиал в г. Смоленске

Профессор

Доктор технических наук

E-mail: vpkavchenkov@mail.ru

Солопов Роман Вячеславович

ФГБОУ ВПО «Национальный исследовательский университет (МЭИ)»

Россия, филиал в г. Смоленске

Доцент

Кандидат технических наук

E-mail: solopov.r.v.@mail.ru

РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=686274

Оценка эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей

¹ 214013, Россия, г. Смоленск, Энергетический проезд, дом 1

Аннотация. Исследуется актуальная проблема по оценке эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей 10 кВ в сельской местности с использованием автоматического секционирования и резервирования воздушных линий и применения на них защищенных проводов.

Расчет проведен на примере воздушной линии 10 кВ достаточной протяженности, с учётом особенностей ее конструкции, схемы, степени автоматизации, способов резервирования, расположения и мощности присоединенных потребителей. При расчете надежности электрической сети 10 кВ выделены зоны устойчивого повреждения, разделенные коммутационными аппаратами. Для каждой зоны определена ее нагрузка, длительность и число отключений, а также годовой недоотпуск электроэнергии потребителям.

Анализ результатов расчета показателей надежности электрической сети и электроснабжения потребителей для исходной схемы воздушных линий с использованием линейных разъединителей показал, что устойчивое повреждение в любой точке воздушной линии приводит к недоотпуску электроэнергии всем потребителям на время, необходимое для поиска и устранения повреждения или для локализации поврежденного участка и ручного включения резерва.

Предложены необходимые мероприятия по автоматизации и резервированию исследуемой воздушной линии, в результате внедрения которых надежность электроснабжения потребителей существенно возрастает, а ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии потребителям электрической сети снижается на порядок.

Показано, что аналогичный по эффективности результат дает применение на воздушных линиях защищенных проводов.

Ключевые слова: электрическая сеть; воздушная линия; надежность; электроснабжение; эффективность; автоматизация; секционирование; резервирование; самонесущие изолированные провода.

Ссылка для цитирования этой статьи:

Долецкая Л.И., Кавченков В.П., Солопов Р.В. Оценка эффективности методов повышения надежности распределительных электрических сетей // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 7, №6 (2015) <http://naukovedenie.ru/PDF/98TVN615.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ. DOI: 10.15862/98TVN615

Статья опубликована 25.11.2015.

Объективные экономические условия функционирования распределительных электрических сетей России в последние десятилетия привели к заметному снижению темпов их реконструкции, технического перевооружения и нового строительства. Поэтому возросла динамика физического износа сетевых объектов, что, в свою очередь, привело к росту отключений в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ в среднем до 30 отключений в год в расчете на 100 км длины воздушных и кабельных линий [1, 2].

В работе исследуется эффективность функционирования распределительных сетей в сельской местности, обеспечивающих электроснабжение большого числа различных потребителей по мощности, графикам нагрузки, удаленности и требованиям к бесперебойности электроснабжения.

Воздушные линии (ВЛ) 10 кВ в сельской местности построены, в основном, по радиальному принципу с использованием алюминиевых неизолированных проводов малых сечений с применением деревянных и железобетонных опор с невысокой механической прочностью.

Трансформаторные подстанции 10/0,4 кв. подключены к сетям, как правило, по тупиковой схеме в одно трансформаторном открытом исполнении.

Автоматическое секционирование и резервирование распределительных электрических сетей 10 кВ носит ограниченный характер [3].

Поэтому электрические сети в сельской местности имеют более низкую надежность электроснабжения присоединенных к ним потребителей по сравнению с сетями других уровней напряжения. В этих условиях актуальной является задача повышения надежности распределительных электрических сетей 10 кВ при их реконструкции и техническом перевооружении с минимизацией затрат на осуществление этих мероприятий. При этом необходимо учитывать, что надежность распределительных электрических сетей достигается не только использованием современных конструктивных решений, например, использование высоконадежных самонесущих изолированных проводов СИП-3 [3], но и возможностями управления ею в ремонтных режимах и в режимах, наступающих после возникновения устойчивых повреждений, что может быть достигнуто применением автоматического секционирования и резервирования ВЛ 10 кВ.

Рассмотрим различные показатели, которые могут быть использованы для оценки надежности функционирования электрических сетей и электроснабжения потребителей. Будем учитывать, что надежность характеризуется комплексом свойств и соответствующими этим свойствам показателями, которые используются в зависимости от решаемых задач.

Таковыми задачами, например, являются: 1) оценка соответствия показателей надежности нормируемым значениям; 2) выбор способов повышения надежности электроснабжения потребителей; 3) оценка технического и экономического эффекта от мероприятий по повышению надежности электроснабжения и т.д. [4].

Для оценки аварийных отключений в электрических сетях обычно используют два показателя. Первый из них характеризует свойство безотказности электрической сети и называется параметром потока (частотой) отказов в расчете на год ($\lambda(t)$, 1/год). Второй характеризует свойство восстанавливаемости работы электрической сети при её аварийном отказе в виде среднего времени восстановления, измеряемого в часах (τ , ч).

При преднамеренных отключениях для проведения плановых ремонтов используют аналогичные показатели: параметр потока (частоту) преднамеренных отключений ($\lambda_{п}(t)$, 1/год) и среднее время обслуживания ($\tau_{п}$, ч) после преднамеренного отключения [5, 6].

Одним из наиболее часто используемых комплексных показателей при технико-экономических расчетах является среднегодовой недоотпуск электроэнергии потребителям (ΔW , кВт·ч/год) вследствие аварийных и плановых отключений сети, определяемый следующим выражением

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_i = \sum_{i=1}^n P_i (\lambda_i \tau_i + \gamma \lambda_{\Pi i} \tau_{\Pi i}) \quad (1)$$

где P_i – средняя отключаемая нагрузка i -го потребителя электроэнергии; γ – коэффициент, учитывающий меньшую тяжесть преднамеренных отключений по сравнению с внезапными отказами, принимающий в практических расчетах значения $\gamma=0,33$; $\lambda_i \tau_i + \gamma \lambda_{\Pi i} \tau_{\Pi i} = \theta$ – эквивалентное время перерыва электроснабжения потребителя.

При расчетах надежности электрической сети напряжением 10 кВ необходимо учитывать, что в сельской местности это сложные разветвленные, в основном, воздушные линии, к которым на глухих ответвлениях подключены трансформаторные подстанции (ТП-10/0,4 кВ).

В свою очередь, линии 10 кВ подключены к сборным шинам одно- и двух трансформаторных пунктов питания (ЦП) напряжением 110,35/10 кВ, которые резервируются от шин своей же подстанции или соседних ЦП. Линии 10 кВ могут быть секционированы с использованием линейных разъединителей или автоматических выключателей, в том числе с возможностью включения резерва (АВР).

При расчете надежности электрической сети 10 кВ вначале выделяют зону устойчивого повреждения, а всю сеть рассматривают как совокупность таких зон, разделенных коммутационными аппаратами с устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики. Для каждой зоны электрической сети определяется её нагрузка, длительность и число отключений и рассчитывается ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии потребителям [7].

Просуммировав значения недоотпуска электроэнергии по всем выделенным зонам получим недоотпуск электроэнергии конкретной ВЛ. Ожидаемый годовой недоотпуск электрической сети будет равен сумме этих показателей по всем линиям данной сети.

Таким образом, расчет надежности электроснабжения потребителей распределительной сети 10 кВ необходимо вести отдельно для каждой линии 10 кВ с учетом особенностей её схемы, степени автоматизации и способов резервирования, расположения и мощности потребителей.

Рассмотрим оценку эффективности методов повышения надежности распределительных сетей 10 кВ на примере одной из действующих ВЛ 10 кВ с достаточной протяженностью, разветвленностью и мощностью присоединенных потребителей.

Линия 1006 от ПС «Южная 1» построена по магистральной схеме с глухими ответвлениями от магистрали к ПС 10/0,4 кВ. Общая протяженность линии составляет 31,64 км с подключением 20 потребительских ПС общей мощностью 2276 кВА. Длина основной магистрали от опоры 1 до опоры 200 составляет около 16 км. На участках магистрали ВЛ подвешены провода А, АС-50 (2 км) и провода А, АС-35 (14 км). Длина участков линии с проводами СИП-3 составляет всего 0,329 км, а с кабелями марок ААБ, ААШв, АСБ-соответственно – 0,14; 0,1 и 0,24 км (всего 0,48 км).

На линии установлено 8 секционирующих линейных разъединителей, причем три из них, – на магистрали, а пять – на ответвлениях. Кроме того, в качестве секционного аппарата могут быть использованы выключатели нагрузки проходной ПС – ТП 75.

Предусмотрено неавтоматическое резервирование линии 1006 от линии 1009 ПС «Южная 2» с использованием выключателя нагрузки ВН1 проходной ПС – ТП-618.

Условная электрическая схема ВЛ 1006 с указанием мест установки секционирующих и резервирующих коммутационных аппаратов приведена на рис. 1, а в табл. 1 даны общие характеристики зон (участков) секционирования ВЛ, длина участков и суммарная подключенная мощность ПС 10/0,4 кВ.

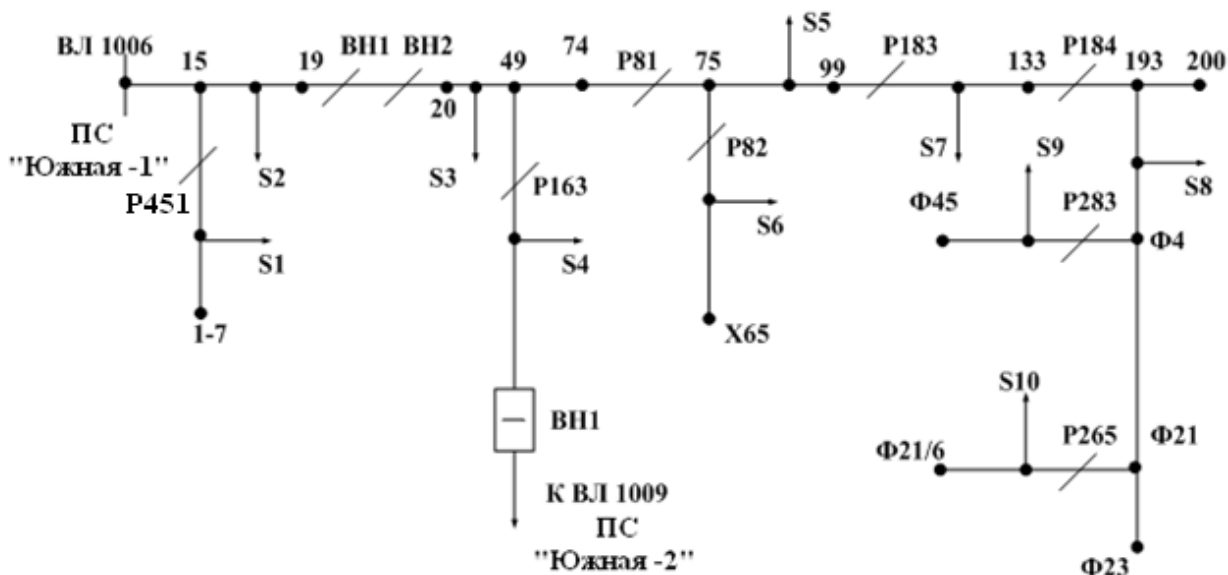


Рис. 1. Условная схема ВЛ 1006 с расстановкой неавтоматических коммутационных аппаратов: P – линейных разъединителей и ВН - выключателей нагрузки

Анализ семы показывает, что устойчивый аварийный отказ (повреждение) в любой точке ВЛ приводит к недоотпуску электроэнергии всем потребителям на время необходимое для поиска и устранения повреждений или для локализации поврежденного участка и ручного включения резервного питания от ВЛ 1009 ПС «Южная 2».

Таблица 1

Характеристики зон секционирования

№ зоны	Номер опор зон		Длина l_z , км	Мощность S_z , кВА
	начало	конец		
1	1	19	1,17	960
2	15	17	0,279	63
3	20	74	4,36-0,2	248
4	49	Ю36	3,89	500
5	75	99	2,16	20
6	75	X65	7,34	150
7	99	133	2,985	88
8	133	Φ23	7,02	173
9	Φ4	Φ45	1,65	63
10	Φ21	Φ21/6	0,73	160

Наличие линейных разъединителей уменьшает недоотпуск электроэнергии при проведении преднамеренных отключений при текущих ремонтах и профилактических испытаниях. При аварийных отключениях поиск поврежденного участка при большом числе разъединителей может значительно увеличить время поиска, а значит и время восстановления

линии и электроснабжения потребителей особенно при повреждениях на конечных участках линии.

Кроме того, соединение линий 1006 и 1009 по ответвлению длиной почти 4 км не позволяет резервировать потребителей при повреждении на этом ответвлении.

На время неавтоматической операции с коммутационными аппаратами и переходов обслуживающего персонала будет отключено более 2 МВА установленной трансформаторной мощности.

Таким образом надежность ВЛ 1006 ПС «Южная 1» не соответствует современным предъявляемым требованиям и должна быть повышена.

Это факт подтверждают статистические данные показателей эксплуатационной надежности ВЛ 1006 за 2006-2014 годы: среднее значение параметра потока (частоты) аварийных отключений составило значение 0,54 1/год*км при интервальной оценке [0,46; 0,63] 1/год*км с доверительной вероятностью 0,95. Среднее время восстановления при аварийных отключениях оценено величиной 4,28 часа и интервальной оценкой [1,94; 6,62] часа с той же доверительной вероятностью.

Полученные значения показателей эксплуатационной надёжности достаточно стабильны и определяются существующим уровнем надёжности сетей РЭС и принятой системой обслуживания. В тоже время они не соответствуют современным требованиям, при которых значение удельной частоты отказов и среднего времени восстановления находится в пределах соответственно $(6-8) \cdot 10^{-2}$ 1/год*км и (1,5-3) ч.

Поэтому для повышения надежности рассмотренной ВЛ 10 кВ были проведены исследования эффективности двух способов:

- автоматического секционирования и резервирования ВЛ;
- применения на ВЛ защищенных проводов СИП-3.

Рассмотрим вначале предложения и результаты использования автоматизации ВЛ 10 кВ.

Предложены следующие решения по автоматизации ВЛ 1006:

1. Установка пункта АВР – реклоузера с вакуумным выключателем на ответвлении от магистрали линии 1006 в точке между опорами №78 и №Ю1 для создания автоматического резервирования от ВЛ 1009 ПС «Южная 2». В этом случае часть линии 1006 длиной 3,63 км и двумя ПС 10/0,4 кВ с установленной мощностью 500 кВА будет нормально запитана по линии 1009. В исходном варианте повреждение на этом участке приведет к отключению всей линии 1006 с трансформаторной мощностью 2276 кВА на время поиска и устранения этого повреждения.

2. Установка двух секционолайзеров – автоматических отделителей АОД (или секционирующих предохранителей) вместо линейных разъединителей Р163 и Р84 для реализации возможности отключения поврежденных участков линии и подачи электроэнергии потребителям ВЛ 1006 от резервирующей линии 1009.

3. Для повышения надежности электроснабжения потребителей, подключенных к головному участку линии 1006 мощностью 1246 кВА, составляющей практически половину нагрузки линии, устанавливается секционный выключатель – реклоузер между опорами № 48 и №49. В этом случае электроснабжение потребителей, запитанных от головного участка, сохраняется при повреждении любого участка, кроме повреждений на самом головном участке линии от опоры №1 до опоры №48 длиной 3,28 км.

Предлагаемый вариант автоматического секционирования и резервирования линии 1006 разбивает ее на три зоны автоматического выделения поврежденных участков (АВП) – участков разделенных выключателями, автоматическими отделителями (предохранителями).

Условная расчетная схема ВЛ 1006 с указанием зон АВП приведена на рис. 2.

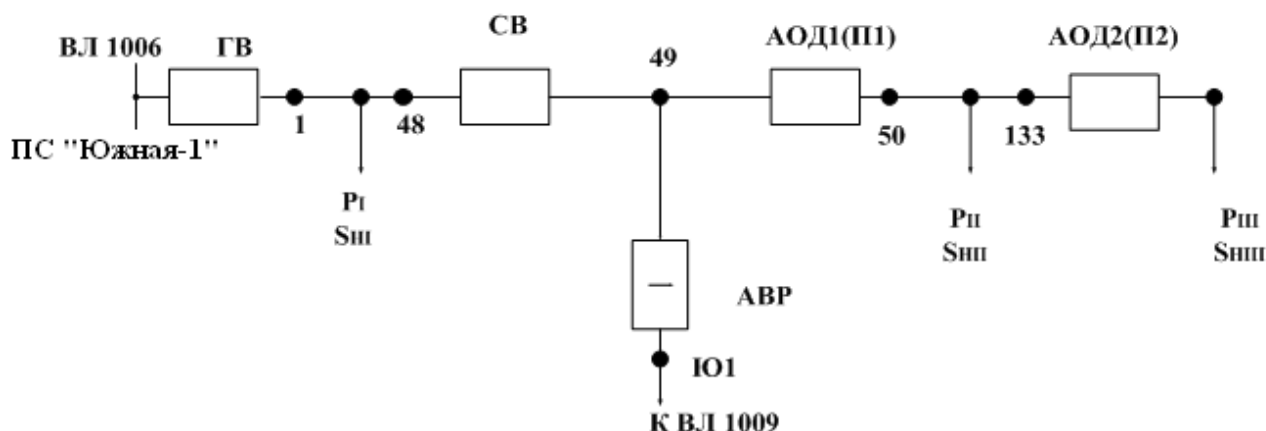


Рис. 2. Зоны автоматического выделения участков ВЛ 1006

На схеме (рис. 2) приняты следующие обозначения: ГВ - головной выключатель, АВР – реклоузер автоматического ввода резерва; СВ - секционный выключатель; АОД – автоматический отделитель (секциолайзер); П - секционирующий плавкий предохранитель.

В табл. 2 приведены основные технические параметры зон АВП:

- номера опор начала и конца зоны;
- примерная длина участков l_z , км;
- суммарная номинальная мощность подключенных ПС 10/0,4 кВ, $S_{нз}$, кВА;
- отключаемая активная нагрузка при повреждении, $P_{откл}$, кВт, определенная по среднему значению нагрузки подстанции.

Оценка технической и экономической эффективности предложенного варианта автоматического секционирования и резервирования ВЛ 10 кВ проведена с применением математических моделей надежности и положений методики выбора способов повышения надежности распределительных сетей. При проведении расчетов использованы значения параметров линий, показателей надежности, полученных в результате проведенных исследований.

Значения показателей эксплуатационной надежности ВЛ 10 кВ и других исходных данных приняты:

- удельная частота повреждений ВЛ 10 кВ $\lambda_0=0,54$ 1/год*км;
- среднее время одного устойчивого повреждения $\tau=4,3$ ч.;
- коэффициент учета времени, затрачиваемого на обход и ремонт поврежденного участка линии при автоматизации линии $K_{вв}=0,44$.

С использованием формул математических моделей надёжности были рассчитаны:

- вероятности повреждений участков линий по зонам АВП, β , о.е.;

- величина ожидаемого годового недоотпуска электроэнергии ΔW [тыс. кВт·ч/год,] и суммарная продолжительность аварийных отключений ВЛ, T_{Γ} [ч/год] для исходной базовой электрической схемы ВЛ 1006 и для автоматизированной схемы.

Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Значения коэффициентов сравнительной эффективности базовой и автоматизированной схемы ВЛ вычислены по следующим формулам [8.9].

По относительному изменению недоотпуска электроэнергии в базовой (б) и автоматизированной (а) ВЛ:

$$\Delta W = \frac{\Delta W_{(б)} - \Delta W_{(а)}}{\Delta W_{(б)}} 100\% \quad (2)$$

По относительному изменению суммарной продолжительности отключений:

$$\Delta T = \frac{T_{\Gamma(б)} - T_{\Gamma(а)}}{T_{\Gamma(б)}} 100\% \quad (3)$$

Коэффициенты сравнительной эффективности в относительной форме показывают снижение недоотпуска электроэнергии потребителям и продолжительности отключений в результате автоматизации ВЛ.

Таблица 3

Технические параметры зон АОП

Номер зоны	Номер опор начало-конец	Длина участков l_z , км	Нагрузка		Вероятность $\beta_{отк}$
			ПС10/0,4 кВ; S_n , кВА;	$P_{откл}$, кВт	
I	1-49	3,28	1246	66,3	0,12
II	49-133	14,24	283	15,1	0,52
III	133-200	10,11	396	21,1	0,36

Таблица 4

Сравнительные оценки показателей надёжности ВЛ 1006

Показатель	Исходная схема	Автоматизированная схема			
		I зона	II зона	III зона	По ВЛ
ΔW , тыс. кВт·ч/год	8,4	0,03	0,27	0,08	0,38
T_{Γ} , ч/год	73,5	0,41	7,57	3,7	11,68

Таблица 5

Коэффициенты сравнительной эффективности автоматизации линии

Коэффициенты, %	
По недоотпуску электроэнергии ΔW	По времени отключения потребителей ΔT_{Γ}
95,5	84,1

Таким образом в результате автоматического секционирования и резервирования ВЛ 1006:

- 1) Ожидаемый годовой недоотпуск электроэнергии может быть снижен с 8,4 тыс. кВт·ч до 0,38 тыс. кВт·ч.

- 2) Суммарное годовое время отключения потребителей может быть уменьшено с 73,5 часов до 11,68 часов.

В заключении для сравнения рассмотрим эффективность применения защищенных проводов на ВЛ 1006.

При применении на ВЛ защищенных проводов надёжность линии и электроснабжения потребителей повышается за счет снижения частоты аварийных отказов и снижения эксплуатационных издержек при проведении ремонтов и обслуживания.

Для повышения надёжности исследуемой ВЛ 1006 предлагается магистральные участки выполнять проводом СИП-3 сечением 70 мм², а ответвления – СИП-3 сечением 35 мм².

Эффективность применения СИП-3 определяются величиной снижения недоотпуска электроэнергии потребителям ΔW и годового времени отключения потребителей T_r .

В таблице 6 приведены значения показателей надёжности ВЛ 1006, принятые для линии с неизолированными проводами с СИП-3.

Таблица 6

Показатели надёжности ВЛ 1006 кВ

Показатель	Провода	
	Неизолированные	СИП-3
1. Удельная частота отказов, λ_0 , 1/год*км	0,54	0,034
2. Среднее время восстановления τ , ч	4,3	4,3
3. Удельная частота преднамеренных отключений, $\lambda_{п}$, 1/год*км	0,12	0,023
4. Среднее время обслуживания $\tau_{п}$, ч.	5	5

С использованием (1) и данных табл. 6 рассчитаем показатели эффективности применения проводов СИП-3:

- эквивалентную продолжительность отключений потребителей, Θ , ч;
- ожидаемый недоотпуск электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$, тыс. кВт·ч;
- годовое время аварийных отключений потребителей, T_r , ч.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7

Показатели эффективности применения СИП-3

Тип провода	Эквивалентное время перерыва электроснабжения Θ , ч	Годовой недоотпуск электроэнергии ΔW , тыс. кВт·ч	Суммарное время аварийных отключений T_r , ч/год
Неизолированные	79,73	8,4	73,46
СИП-3	5,83	0,67	4,63

Таким образом в результате замены неизолированных проводов ВЛ 1006 на СИП-3:

- 1) Снижение годового недоотпуска электроэнергии составило 7,73 тыс. кВт·ч или 92% относительно базового (исходного) варианта.
- 2) Суммарное время аварийных отключений снизилось на 68,83 часа, или 93,7% относительно базового варианта.

В целом расчёты показали практически одинаково высокую эффективность применения методов автоматизации и самонесущих проводов для повышения надежности ВЛ 10 кВ распределительных электрических сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Воропай Н.И. и др. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике. - М.: ООО Изд. «Энергия», 2013.
2. Боков Г.И. Техническое перевооружение российских электрических сетей.- Новости электротехники, №4 (76), 2012.
3. Кавченков В.П. Вероятностные, статистические модели и оценка надежности энергетических систем. Изд. «Универсум», Смоленск, 2002.
4. Прусс В.Л., Тисленко В.В. Повышение надежности сельских электрических сетей. - Л.: Энергоатомиздат, 1989.
5. Будзко И.А., Лещинская Т.Б. Электроснабжение сельского хозяйства. – М.: Колос, 2000.
6. Долецкая Л.И., Кавченков В.П. Выбор мероприятий и оценка технико-экономической эффективности автоматического секционирования и резервирования распределительных электрических сетей 10 кВ // ЭНЕРГЕТИКА, ИНФОРМАТИКА, ИННОВАЦИИ-2014: сб. научн. Трудов IV Межд. Научн.-техн. конф. Филиал МЭИ в г. Смоленске, Смоленск, 2014, Т.1, С 27-30.
7. Максимов Б.К., Воротницкий В.В. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей. М.: Таврида Электрик, 2006.
8. Воротницкий В.В. Выбор оптимальной схемы построения и секционирования воздушных распределительных сетей 6(10) кВ. - Сан-Петербург: «Таврида Электрик» Презентация инновационных решений, 18.11.2008.
9. Долецкая Л.И., Солопов Р.В., Андреев Е.С. Выбор оптимальных сечений проводов ВЛ 10 кВ (доклад). ЭИИ-2012: сб. трудов Междунар. Науч.-техн. конф. В 2 т. Т.1 Секции 1,2,3,4. Смоленск: филиал МЭИ в г. Смоленске, 2012. - 402 с.
10. Долецкая Л.И., Кавченков В.П., Солопов Р.В. Обобщенная математическая модель потерь электроэнергии в сетях 6-10 кВ. Научн.практ.конф. «Энерго- и ресурсосбережение как фактор социально-экономического развития регионов центрального федерального округа». Материалы докладов в 3-х т.: филиал ГОУВПО «МЭИ (ТУ)» в г. Смоленске.2003. Т.1.

Рецензент: Статья рецензирована членами редколлегии журнала.

Doleckaya Larisa Ivanovna

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Russia, Smolensk (branch)
E-mail: dli27@mail.ru

Kavchenkov Valeriy Petrovich

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Russia, Smolensk (branch)
E-mail: vpkavchenkov@mail.ru

Solopov Roman Vaycheslavovich

National Research University «Moscow Power Engineering Institute»
Russia, Smolensk (branch)
E-mail: solopov.r.v@mail.ru

Assessment of methods for increasing reliability of electrical distribution network

Abstract. An actual problem of assessing the efficiency of methods to increase the reliability of electricity distribution 10 kV networks in rural areas using automatic partitioning, backup overhead lines and protected wires SIP-3 is investigated.

The calculation is performed on the example of sufficient length 10 kV overhead line, taking into account the features of its design scheme, the degree of automation, backup methods, location and the power of connected consumers. The zones with sustained damage were separated by switching devices. Each zone is defined by its load, duration and number of power outages, as well as the annual undersupply of electricity to consumers.

Analysis of the results of calculating the reliability index of the electrical network and power supply of consumers for the original scheme with the use of linear disconnectors showed that sustained damage in any part of the overhead line leads to the undersupply of electricity to all consumers for the time required to find and fix the damage or to locate the damaged section and to switch the reserve manually.

The necessary measures for automation and backup overhead line is proposed. Thereby the reliability of electricity supply is increased significantly, and the expected annual undersupply of electricity to consumers is reduced considerably.

It is shown that using SIP-3 wires gives similar results.

Keywords: electric network; overhead line; reliability; power supply; efficiency; automation; partitioning; backup; self-supporting insulated wires.

REFERENCES

1. Voropay N.I. i dr. Kontseptsiya obespecheniya nadezhnosti v elektroenergetike. - M.: OOO Izd. «Energiya», 2013.
2. Bokov G.I. Tekhnicheskoe perevooruzhenie rossiyskikh elektricheskikh setey.- Novosti elektrotehniki, №4 (76), 2012.
3. Kavchenkov V.P. Veroyatnostnye, statisticheskie modeli i otsenka nadezhnosti energeticheskikh sistem. Izd. «Universum», Smolensk, 2002.
4. Pruss V.L., Tislenko V.V. Povyshenie nadezhnosti sel'skikh elektricheskikh setey. - L: Energoatomizdat, 1989.
5. Budzko I.A., Leshchinskaya T.B. Elektrosnabzhenie sel'skogo khozyaystva. – M.: Kolos, 2000.
6. Doletskaya L.I., Kavchenkov V.P. Vybory meropriyatiy i otsenka tekhniko-ekonomicheskoy effektivnosti avtomaticheskogo seksionirovaniya i rezervirovaniya raspredelitel'nykh elektricheskikh setey 10 kV // ENERGETIKA, INFORMATIKA, INNOVATsII-2014: sb. nauchn. Trudov IV Mezhd. Nauchn.-tenich. konf. Filial MEI v g. Smolenske, Smolensk, 2014, T.1, S 27-30.
7. Maksimov B.K., Vorotnitskiy V.V. Otsenka effektivnosti avtomaticheskogo seksionirovaniya vozdushnykh raspredelitel'nykh setey s primeneniem reklouzerov s tsel'yu povysheniya nadezhnosti elektrosnabzheniya potrebiteley. M.: Tavrida Elektrik, 2006.
8. Vorotnitskiy V.V. Vybory optimal'noy skhemy postroeniya i seksionirovaniya vozdushnykh raspredelitel'nykh setey 6(10) kV. - San-Peterburg: «Tavrida Elektrik» Prezentatsiya innovatsionnykh resheniy, 18.11.2008.
9. Doletskaya L.I., Solopov R.V., Andreenkov E.S. Vybory optimal'nykh secheniy provodov VL 10 kV (doklad). EII-2012: sb.trudov Mezhdunar. Nauch.-tekhn.konf. V 2 t. T.1 Seksii 1,2,3,4. Smolensk: filial MEI v g. Smolenske, 2012. - 402 s.
10. Doletskaya L.I., Kavchenkov V.P., Solopov R.V, Obobshchennaya matematicheskaya model' poter' elektroenergii v setyakh 6-10 kV. Nauchn.prakt.konf. «Energo- i resursoberezhenie kak faktor sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya regionov tsentral'nogo federal'nogo okruga». Materialy dokladov v 3-kh t.: filial GOUVPO «MEI (TU)» v g. Smolenske.2003. T.1.