

АНАЛИЗ СОСТАВЛЯЮЩИХ ОБЩЕЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ АВАРИЙНЫХ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Кадыркулов С.С.

КГТУ им. И. Раззакова

Хожин Г.Х.Алматинский университет энергетики и связи, г. Алматы

По результатам анализа составляющих общей длительности аварийных перерывов электроснабжения разработаны рекомендации по их сокращению путем автоматического секционирования распределительных электросетей 6-10 кВ и их оснащения другими средствами повышения надежности.

As a result of the components analysis of the total duration for emergency power outages, recommendations are developed as to their reduction, which can be achieved through automatic sectioning of 6 – 10 kV distribution networks and equipping them with different reliability devices.

При отказах (отключениях) неавтоматизированных и не оснащенных средствами повышения надежности (СПН) воздушных (сельских) распределительных сетей 6-10 кВ длительность перерыва электроснабжения потребителей может быть представлена в виде

$$T_{пер} = t_{инф} + t_{пути} + t_{поиска} + t_{л.н} + t_{рем} + t_{восст}, \quad (1)$$

где: $t_{инф}$ – время от момента аварийного отключения линии выключателем до получения информации от потребителя дежурным диспетчером РЭС. При наличии системы сигнализации на распределительной трансформаторной подстанции (РТП) 35кВ, где произошло отключение фидера 6-10 кВ, $t_{инф} = 0$

$t_{пути}$ – время проезда ОВБ до РТП, где произошло отключение;

$t_{поиска}$ – время поиска повреждения;

$t_{л.н}$ – время локализации поврежденного участка с восстановлением питания потребителей неповрежденной части фидера;

$t_{рем}$ – время восстановительного ремонта повреждения;

$t_{восст}$ – время, затрачиваемое ОВБ на восстановление нормальной схемы фидера путем производства оперативных переключений после завершения ремонтных работ.

Отметим, что однозначное определение доли каждого из составляющих (1) не представляется возможным, так как длины и конфигурация фидеров 0,38-10 кВ удаленность сетей от диспетчерского пункта РЭС даже по одному РЭС весьма разнообразны.

Следует подчеркнуть, что общее время перерыва электроснабжения $T_{пер}$, определенное по выражению (1), относится к поврежденному и локализованному участку фидера, тогда как на остальные части фидера перерыв $t_{рем}$ не распространяется.

Анализ показал, что при всем разнообразии параметров и показателей фидеров в случаях единичных аварий существующих фидеров 10 кВ около 60-70% $T_{пер}$ (1) падает на переезды ОВБ вдоль трассы фидера для поиска поврежденного участка и места повреждения, поездка к РТП для производства РПВ головного выключателя фидера, переключение линейных разъединителей с целью локализации аварийного участка и включения всех коммутационных аппаратов после завершения ремонтных работ.

Продолжительность одного планового отключения определяется рабочим временем бригад (в светлое время суток) и наличием потребителей 2-й категории. В среднем среди потребителей электроэнергии в сельской местности не менее 50% можно отнести ко 2-й категории. Ограничения разовой продолжительности отключений в нерезервированных сетях приводят к увеличению числа отключений, дополнительным затратам оперативного и ремонтного персонала и усложнению организации работ.

Таблица 1

Характерное распределение числа отключений по часам суток

Время суток, ч	Плановые отключения, %	Внеплановые отключения, %
0-6	4	2
6-14	75	8
14-18	20	70
18-24	1	20

Продолжительность аварийных отключений определяется организацией оперативной работы диспетчерской службой РЭС, их технической оснащенностью, наличия в сетях устройств поиска и обнаружения участка и места повреждения, протяженностью фидера, состоянием транспортных средств ОВБ, состоянием дорог и средств связи.

При единичных авариях и в случаях, когда ОВБ может немедленно выехать по получении информации об отключениях, длительность перерыва электроснабжения складывается из времени проезда до РТП, которое зависит от расстояния до РТП и состояния дорог. В качестве примера в табл. 2 приведены время проезда ОВБ $t_{путь}$ от диспетчерского пункта рассматриваемого РЭС до конкретной РТП.

Таблица 2.

Время проезда ОВБ $t_{путь}$ от диспетчерского пункта рассматриваемого РЭС до РТП.

Услов наимен РТП	Б-2	Б-1	Птр-1	ТС	Спр	Срт	БТ	К-Б
Время проезда, мин.	34	34	32	46	59	43	55	45

После прибытия в РТП, ОВБ определяет ячейку, где произошло аварийное отключение и производит ручное пробное включение (РПВ) головного выключателя фидера. Если повреждение на ВЛ неустойчивое, то РПВ будет успешным и среднее время перерыва складывается из времени, с момента отключения до получения диспетчером информации об аварийном отключении и времени проезда ОВБ плюс 3-5 мин. на осмотр ячейки и выполнение РПВ.

При нескольких одновременных аварийных отключениях, что случается при нарушениях погодных условий, очередность их обслуживания ОВБ определяется в общем случае видом аварий и важностью отключенных потребителей и зависит от опыта интуиции диспетчера РЭС, его квалификации. В ситуациях длительность перерыва питания менее важного потребителя увеличивается на время установления или локализации поврежденного участка с сохранением питания ответственного потребления и переезда ОВБ на следующий по важности участок и устранения там повреждения.

Совпадающие аварии довольно часто происходят в период ливневых дождей, сильных ветров и мокрого снегопада.

Так, в одном из РЭС за последние 3 года было отмечено 23 случая совпадающих аварий с одновременным отключением до 4-6 фидеров 10 кВ. При этом суммарная длительность перерывов электроснабжения таких аварий доходит до 41% от всех перерывов за рассматриваемый период, из которых около 40% занимает время ожидания поврежденного участка своей очереди обслуживания. Средняя длительность одного отключения таких аварий составляет 4-5,5 ч., т.е. против единичной аварии средняя длительность перерывов при совпадающих авариях возрастает на 2,5 ч.

Длительные перерывы, на наш взгляд, обусловлен применяемой ОВБ неудачной стратегией определения поврежденного участка фидера, на поиск места повреждения и степенью эффективности применяемых при этом приборов его обнаружения. По существующей практике определение поврежденного участка фидера осуществляется путем последовательных (поочередных) отключений разъединителей с последующим РПВ головного или ближайшего секционирующего аппаратов до тех пор, пока не устанавливается поврежденный участок. При таком способе поиска поврежденного участка затрачивается значительное время на переезды между секционирующими линейными разъединителями и головным (секционирующим) выключателем фидера.

Плановые ремонты ВЛ 35 кВ (верховые осмотры, ремонты, замены и исправки опор, замены проводов и изоляторов) занимают в среднем от 300 до 600 ч каждые три года на каждые 100 км линии, и основная часть отключений приходится на год планового и капитального ремонта. В плановом порядке ВЛ 35 кВ отключаются также для работ на подстанциях (около 100 ч в год), чистки изоляторов в зонах загрязнений (30 ч в год), для реконструкции линий, включения новых подстанций в сетях низшего напряжения и др.

Почти половина аварийного простоя ВЛ 35 кВ на деревянных опорах вызвана повреждением опор в связи с их загниванием, разрушением и возгоранием при грозе. Аварийные ремонты и замены опор ВЛ 35 кВ в отдельных случаях продолжаются более одних суток, и в этих условиях требования к надежности электроснабжения даже потребителей третьей категории не удовлетворяются. Ремонты проводов и аварийные замены изоляторов на ВЛ 35 кВ в подавляющем большинстве случаев проводятся за время менее одних суток.

Резервирование ВЛ 35 кВ и выше и трансформаторов РТП 35-110/10 кВ в сочетании с устройствами автоматического ввода резерва (АВР) полностью исключает перерывы электроснабжения, связанные с плановыми отключениями ВЛ 35-110 кВ, в 10 раз сокращает число и длительность перерывов питания при аварийных повреждениях ВЛ 35-110 кВ, и в 2 раза число и длительность плановых отключений подстанций.

Плановые и аварийные ремонты ВЛ 10 кВ в нерезервированных схемах сетей дают 41% числа и 30% времени перерывов питания потребителей. Во всех случаях повреждений, исключая стихийные бедствия, время перерыва питания потребителей не превышает одних суток и в 60-70% случаев—3,5 ч. С этой точки зрения радиальные схемы ВЛ 10 кВ удовлетворяют требованиям норм к надежности электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий.

Приведенные выше данные и расчеты показывают /11/, что если схема сети резервирована в звене 35 кВ и выше, то требования надежности электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий удовлетворяются при применении нерезервированных ВЛ и ТП 6-10 кВ. Вместе с тем, в ряде случаев оказываются экономически выгодным повысить надежность сетей 10 и 0,38 кВ путем их оснащения средствами повышения надежности.

Литература

- 1 Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. Анализ статистики аварийных отключений сельских электросетей 10 кВ [Текст] / Р.Т. Каражанова, С.С. Кадыркулов // Современное состояние и актуальные проблемы развития энергетики: докл.межд. науч.-техн. конф. Ош: ОшКГУ Наука Образование Техника, 2008. – С. 127-129.
- 2 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю.Г. Барыбина, М.Г. Зименкова, А. Г. Смирнова. М.: - Энергия, 1990.
- 3 Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.

УДК 621.311(076)

МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К НОРМИРОВАНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ВЫБОРУ СРЕДСТВ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

*Кадыркулов С.С.
КГТУ им. И. Раззакова*

Для условий сельских электросетей Кыргызстана предлагается норматив надежности электроснабжения в виде эквивалентной годовой длительности перерывов для сельских населенных пунктов и рассматриваются пути ее обеспечения.

A new reliability standard for the countryside power distribution networks is suggested, which is equivalent to the annual duration of power outages for residential areas in the countryside, and different ways of reliability assurance are examined.

Длительные перерывы, на наш взгляд, обусловлен применяемой ОВБ неудачной стратегией определения поврежденного участка фидера, на поиск места повреждения и степенью эффективности применяемых при этом приборов его обнаружения. По существующей практике определение поврежденного участка фидера осуществляется путем последовательных (поочередных) отключений разъединителей с последующим РПВ головного или ближайшего секционирующего аппаратов до тех пор, пока не устанавливается поврежденный участок. При таком способе поиска поврежденного участка затрачивается значительное время на переезды между секционирующими линейными разъединителями и головным (секционирующим) выключателем фидера.

Плановые ремонты ВЛ 35 кВ (верховые осмотры, ремонты, замены и выправки опор, замены проводов и изоляторов) занимают в среднем от 300 до 600 ч каждые три года на каждые 100 км линии, и основная часть отключений приходится на год планового и капитального ремонта. В плановом порядке ВЛ 35 кВ отключаются также для работ на подстанциях (около 100 ч в год), чистки изоляторов в зонах загрязнений (30 ч в год), для реконструкции линий, включения новых подстанций в сетях низшего напряжения и др.

Почти половина аварийного простоя ВЛ 35 кВ на деревянных опорах вызвана повреждением опор в связи с их загниванием, разрушением и возгоранием при грозе. Аварийные ремонты и замены опор ВЛ 35 кВ в отдельных случаях продолжаются более одних суток, и в этих условиях требования к надежности электроснабжения даже потребителей третьей категории не удовлетворяются. Ремонты проводов и аварийные замены изоляторов на ВЛ 35 кВ в подавляющем большинстве случаев проводятся за время менее одних суток.

Резервирование ВЛ 35 кВ и выше и трансформаторов РТП 35-110/10 кВ в сочетании с устройствами автоматического ввода резерва (АВР) полностью исключает перерывы электроснабжения, связанные с плановыми отключениями ВЛ 35-110 кВ, в 10 раз сокращает число и длительность перерывов питания при аварийных повреждениях ВЛ 35-110 кВ, и в 2 раза число и длительность плановых отключений подстанций.

Плановые и аварийные ремонты ВЛ 10 кВ в нерезервированных схемах сетей дают 41% числа и 30% времени перерывов питания потребителей. Во всех случаях повреждений, исключая стихийные бедствия, время перерыва питания потребителей не превышает одних суток и в 60-70% случаев—3,5 ч. С этой точки зрения радиальные схемы ВЛ 10 кВ удовлетворяют требованиям норм к надежности электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий.

Приведенные выше данные и расчеты показывают /11/, что если схема сети резервирована в звене 35 кВ и выше, то требования надежности электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категорий удовлетворяются при применении нерезервированных ВЛ и ТП 6-10 кВ. Вместе с тем, в ряде случаев оказываются экономически выгодным повысить надежность сетей 10 и 0,38 кВ путем их оснащения средствами повышения надежности.

Литература

- 1 Каражанова Р.Т., Кадыркулов С.С. Анализ статистики аварийных отключений сельских электросетей 10 кВ [Текст] / Р.Т Каражанова, С.С. Кадыркулов //Современное состояние и актуальные проблемы развития энергетики: докл.межд. науч.-техн. конф. Ош: ОшКУУ Наука Образование Техника , 2008. – С. 127-129.
- 2 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю.Г. Барыбина, М.Г. Зименкова, А. Г. Смирнова. М.: - Энергия, 1990.
- 3 Будзко И.А. и др. Электроснабжение сельского хозяйства [Текст] / И.А. Будзко, Т.Б. Лещинская, В.И. Сукманов. – М.: Колос, 2000. – 536 с.