

УДК 621.316:631.371

## ВЫБОР МЕСТ УСТАНОВКИ ПУНКТОВ АВТОМАТИЧЕСКОГО СЕКЦИОНИРОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ

О. Ю. ПУХАЛЬСКАЯ, К. М. МЕДВЕДЕВ, ДЭН ЛИНБИНЬ

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого»,  
Республика Беларусь

**Ключевые слова:** воздушная линия, повышение надежности, пункт автоматического секционирования, автоматический ввод резерва, количество отключений, время восстановления.

### Введение

На сегодняшний день одним из перспективных технических мероприятий по повышению уровня надежности распределительных электрических сетей является использование устройств автоматизации (технология Smart Grids для управления аварийными режимами), что позволяет существенно уменьшить количество отключений и время восстановления электроснабжения сельскохозяйственных потребителей [1]–[3]. В связи с этим исследования в данном направлении представляются весьма актуальными.

Что представляет собой интеллектуальная сеть с точки зрения повышения надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей?

Воздушная линия (ВЛ), представленная на рис. 1, получает питание от подстанции ПС-1. На линии установлены пункты автоматического секционирования (ПАС1–ПАС3), которые разделяют ее на ряд участков. В точке нормального токораздела установлен пункт автоматического ввода резерва (АВР).

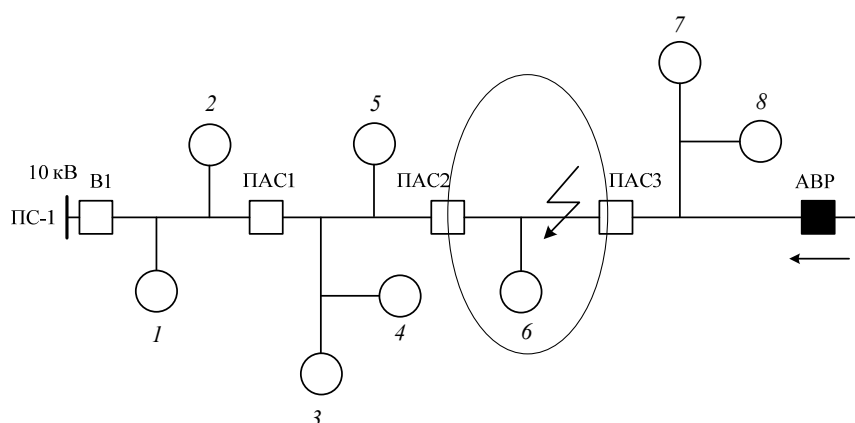


Рис. 1. Автоматизация распределительной электрической сети:  
ПС-1 – питающая подстанция № 1; В1 – выключатель на ПС-1; ПАС – пункт автоматического секционирования ВЛ 10 кВ; АВР – пункт автоматического ввода резерва ВЛ 10 кВ;  
1–8 – номера трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ

В нормальном режиме данная сеть работает как разомкнутая. В случае повреждения какого-либо участка или центра питания он отсоединяется ближайшим ПАС, а

на неповрежденную часть подается напряжение от линии, питающейся от другой подстанции или другой секции шин той же подстанции. Такая схема резервирования получила название сетевого АВР [4], [5].

Целью данной статьи является исследование влияния мест установки ПАС на такие показатели надежности, как количество отключений и время восстановления ВЛ 10 кВ сельскохозяйственного назначения.

Выбор оптимальных мест установки секционирующих устройств с целью повышения надежности электроснабжения (снижения ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям) рассмотрен в [1]–[6], в качестве основного условия выбора выступала экономическая целесообразность. Однако в данных методиках не была учтена специфика сельских электрических сетей как объекта исследования надежности.

### Выбор места установки ПАС

Исследования проводились на модели ВЛ 10 кВ с двумя реклоузерами (рис. 2): один реклоузер установлен в качестве ПАС; второй – в точке нормального токораздела в качестве пункта АВР.

Реклоузер ПАС делит ВЛ на два участка с длинами  $L_1$  и  $L_2$ , соответственно, суммарная длина ВЛ 10 кВ равна  $L$ . Причем участком ВЛ 10 кВ считается часть ВЛ, которую можно выделить из схемы линии отключением коммутационных аппаратов, и дальнейшее ее разделение невозможно.

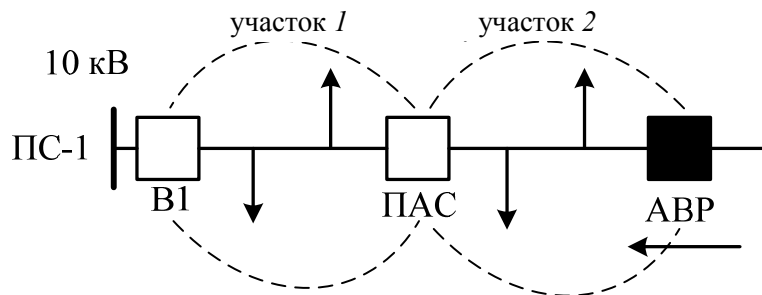


Рис. 2. Модель ВЛ 10 кВ с двумя реклоузерами

Расчет количества повреждений ВЛ 10 кВ  $M_{10}$  выполняется по формуле [4], [7], [8]:

$$\begin{aligned}
 M_{10} = & \omega_{з.о.г} (n_{д.о} + n_{д.о.б} + n_{б.о}) + \omega_{дер} (n_{д.о} + n_{д.о.б}) + \omega_{б.п} n_{д.о.б} + \omega_{б.о} n_{б.о} + \\
 & + \omega_{ф.и} n_{ф.и} + \omega_{с.и} n_{с.и} + \omega_{к.п} (n_{ф.и} + n_{с.и}) + \omega_{а.м} L_{а.м} + \omega_{а.б} L_{а.б} + \omega_{а.с} L_{а.с} + \\
 & + \omega_{ст} L_{ст} + \omega_{к} L_{к} + \omega_{РСА} n_{РСА} + \omega_{АСА} n_{АСА} + \omega_{РВ} n_{РВ} + \omega_{РТ} n_{РТ} + \\
 & + \omega_{МТП} \cdot n_{МТП} + \omega_{КТП} \cdot n_{КТП} + \omega_{ЗТП} \cdot n_{ЗТП},
 \end{aligned} \quad (1)$$

где  $\omega_{з.о.г}$ ,  $\omega_{дер}$ ,  $\omega_{б.п}$ ,  $\omega_{б.о}$ ,  $\omega_{ф.и}$ ,  $\omega_{с.и}$ ,  $\omega_{к.п}$  – параметры потока отказов (ППО) закрепленных опор в грунте, деревянных опор, железобетонных приставок, железобетонных опор, фарфоровых изоляторов, стеклянных изоляторов, креплений проводов, соответственно;  $\omega_{а.м}$ ,  $\omega_{а.б}$ ,  $\omega_{а.с}$ ,  $\omega_{ст}$ ,  $\omega_{к}$  – ППО алюминиевых проводов сечением 35 мм<sup>2</sup> и ниже, алюминиевых проводов сечением 50 мм<sup>2</sup> и выше, сталеалюминиевых проводов, стальных проводов, кабеля, соответственно;  $\omega_{РСА}$ ,  $\omega_{АСА}$ ,  $\omega_{РВ}$ ,  $\omega_{РТ}$  – ППО линейных секционирующих аппаратов с ручным управлением (разъединителей, выключателей нагрузки); линейных секционирующих аппаратов с автоматическим управлением (выключатели); вентилярных и трубчатых разрядников, соответственно;  $\omega_{МТП}$ ,  $\omega_{КТП}$ ,  $\omega_{ЗТП}$  –

обобщенные ППО мачтовой, комплектной и закрытой ТП 10/0,4 кВ, соответственно, учитывающие повреждаемость выносного разъединителя, проводов спуска к проходным изоляторам, проходных изоляторов, вентильного (трубчатого) разрядника и предохранителей 10 кВ;  $n_{д.о.}, n_{д.о.б.}, n_{б.о.}$  – количество деревянных опор, деревянных опор на железобетонных приставках и железобетонных опор, соответственно, шт.;  $n_{ф.и.}, n_{с.и.}$  – количество фарфоровых и стеклянных изоляторов, соответственно, шт.;  $L_{а.м.}, L_{а.б.}, L_{а.с.}, L_{ст.}, L_{к.}$  – протяженность ВЛ 10 кВ с проводами А-35 и ниже, А-50 и выше, сталеалюминиевыми, стальными проводами и кабелем, соответственно, км;  $n_{рса.}, n_{аса.}, n_{рв.}, n_{рт.}$  – количество линейных секционирующих аппаратов с ручным и автоматическим управлением, вентильных и трубчатых разрядников, соответственно, шт.;  $n_{мп.}, n_{кмп.}, n_{змп.}$  – количество мачтовых, комплектных и закрытых ТП 10/0,4 кВ, соответственно, шт.

В случае отсутствия на ВЛ 10 кВ устройств автоматики количество отключений потребителя  $N_{10}$  равно количеству повреждений на ВЛ 10 кВ  $M_{10}$ , т. е.

$$N_{10} = M_{10}. \quad (2)$$

В случае наличия на ВЛ 10 кВ сетевого АВР осуществляется автоматическое управление аварийными режимами, и при некоторых повреждениях на линии 10 кВ не будет происходить отключения присоединенных к ней потребителей, т. е.  $N_{10} < M_{10}$ .

Расчет количества отключений ВЛ с учетом установки сетевого АВР выполняется по формуле [4]:

$$N_{10} = M_{10} \left( \frac{L_{ч}^{\Pi}}{L} + (q_{ПАС} + q_{АВР}^{10}) \frac{L_{ч}^{\Gamma}}{L} + q_{ПАС} \frac{L_{ч}^{3a}}{L} \right), \quad (3)$$

где  $L_{ч}^{\Pi}$  – протяженность участка ВЛ 10 кВ, к которому подключен потребитель П, км;  $L$  – полная протяженность ВЛ 10 кВ, км;  $q_{ПАС}$  – вероятность отказа ПАС;  $q_{АВР}^{10}$  – вероятность отказа устройства АВР;  $L_{ч}^{\Gamma}$  – протяженность части ВЛ 10 кВ между ПС-1 и ПАС в начале участка, к которому присоединен потребитель П, км;  $L_{ч}^{3a}$  – протяженность части ВЛ 10 кВ между первым ПАС за участком, к которому присоединен потребитель П, и следующим за ним, или концом линии, км.

Изменяя длину первого участка  $L_1$  от  $0,1L$  до  $0,9L$  (второго участка  $L_2$  – от  $0,9L$  до  $0,1L$ , соответственно), рассчитываем количество отключений ВЛ:

– по формуле (3) рассчитывается количество отключений потребителей, подключенных к первому участку ВЛ  $N_{10(1)}$ ;

– по формуле (3) рассчитывается количество отключений потребителей, подключенных ко второму участку  $N_{10(2)}$ ;

– определяется средневзвешенное значение количества отключений:

$$N_{10}^{SG} = \frac{N_{10(1)} \cdot L_1 + N_{10(2)} \cdot L_2}{L_1 + L_2}. \quad (4)$$

Определяется, на сколько процентов снижается количество отключений ВЛ по сравнению с ВЛ без автоматики:

$$\delta N_{10} = \frac{N_{10} - N_{10}^{SG}}{N_{10}} 100 \%, \quad (5)$$

где  $N_{10}$  – количество отключений ВЛ 10 кВ без автоматики;  $N_{10}^{SG}$  – количество отключений ВЛ 10 кВ, оснащенной сетевым АВР.

Зависимость  $\delta N_{10} = f\left(\frac{L_1}{L_1 + L_2}\right)$  представлена на рис. 3. Оптимальным местом установки ПАС, с точки зрения снижения количества отключений, является середина линии, количество отключений ВЛ в этом случае уменьшится на 44,5 %.

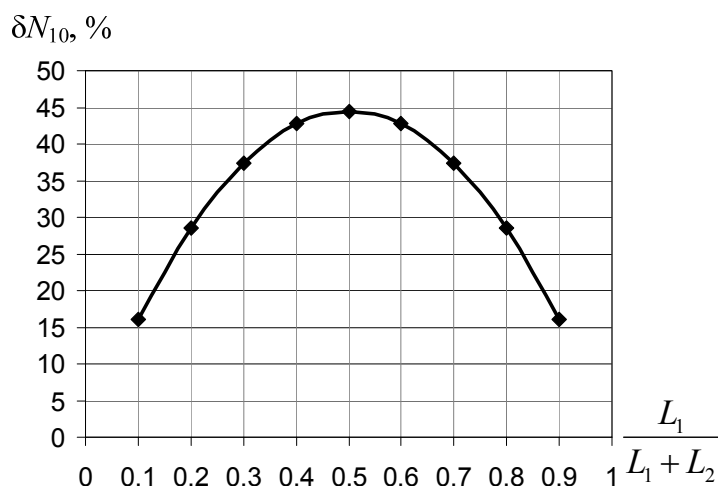


Рис. 3. Снижение количества отключений на ВЛ 10 кВ в зависимости от места установки ПАС

Исследуем влияние места установки ПАС на время восстановления ВЛ.

Среднее время восстановления ВЛ 10 кВ после отключения определяется по формуле [9]:

$$\tau_{10} = \tau_{\text{д}} + \frac{L_{\text{T}}}{L} (\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{T}} + \tau_{\text{ОР}}^{\text{T}}) + \tau_{\text{ПВ}}^{-\text{HT}}, \quad (6)$$

где  $\tau_{\text{д}}$  – промежуток времени от момента отключения ВЛ 10 кВ до прибытия оперативно-выездной бригады (ОВБ) на питающую подстанцию или к коммутационному аппарату на ВЛ 10 кВ;  $L_{\text{T}}, L$  – соответственно, полная длина тракта и полная длина всей линии;  $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{T}}$  – среднее время поиска, локализации поврежденного участка и включения неповрежденных участков при повреждении на тракте;  $\tau_{\text{ОР}}^{\text{T}}$  – среднее время обхода и ремонта расположенных на тракте участков, при отключении которых будет отключен рассматриваемый потребитель;  $\tau_{\text{ПВ}}^{-\text{HT}}$  – среднее время отключения потребителя в процессе отыскания поврежденного участка и включения неповрежденных участков на частях линии, не содержащихся в тракте.

Принимаем, что длина тракта  $L_{\text{T}}$  равна длине всей линии  $L$ , тогда  $\tau_{\text{ПЛВ}}^{-\text{HT}} = 0$  и формула (6) принимает вид:

$$\tau_{10} = \tau_{\text{д}} + \tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{T}} + \tau_{\text{ОР}}^{\text{T}}. \quad (7)$$

При расчете отдельных составляющих формулы (7) учитываются особенности процесса поиска повреждения на ВЛ 10 кВ с сетевым АВР.

Время от момента отключения ВЛ 10 кВ до прибытия ОВБ на питающую подстанцию или к коммутационному аппарату на ВЛ 10 кВ:

$$\tau_{\text{д}} = \tau_{\text{инф}} + \tau_{\text{сб}} + \tau_{\text{ед}}, \quad (8)$$

где  $\tau_{\text{инф}}$  – время получения информации об отключении ВЛ 10 кВ, для линий, оснащенных сетевым АВР;  $\tau_{\text{сб}}$  – затраты времени на подготовку ОВБ к выезду;  $\tau_{\text{ед}}$  – затраты времени на переезд ОВБ:

$$\tau_{\text{ед}} = \frac{l_{\text{Б-ПС}}}{v_{\text{ПС}}}, \quad (9)$$

где  $l_{\text{Б-ПС}}$  – протяженность маршрута переездов с базы ОВБ на рассматриваемую ПС, км;  $v_{\text{ПС}}$  – скорость передвижения ОВБ по дорогам между подстанциями, км/ч.

Поскольку поврежденный участок выделяется автоматически, то время поиска, локализации поврежденного участка и включения неповрежденных участков при повреждении на линии  $\tau_{\text{ПЛВ}}^{\text{T}} = 0$ .

Третье слагаемое формулы (7):

$$\tau_{\text{ОР}}^{\text{T}} = \sum_i \frac{L_{yi}}{L_{\text{T}}} (\tau_{\text{Ехy}_i} + \frac{L_{yi}}{\alpha v_{\text{X}}} + \tau_{\text{р}}), \quad (10)$$

где под  $i$ -м участком понимается участок, к которому присоединена ТП, питающая потребителя;  $L_{yi}$  – полная длина  $i$ -го участка, км;  $\tau_{\text{Ехy}_i}$  – затраты времени на переезд к  $i$ -му участку для его обхода (после его автоматической локализации и включения неповрежденных участков), ч;  $v_{\text{X}}$  – средняя скорость обхода, км/ч;  $\tau_{\text{р}}$  – среднее время ремонта, ч;  $\alpha$  – коэффициент, учитывающий наличие на ПС дистанционного измерителя (ДИ).

Затраты времени на переезд к  $i$ -му участку для его обхода:

$$\tau_{\text{Ехy}_i} = l_{\text{Ехy}_i} \frac{K_{\text{кр}}}{v_{\text{ПС}}}, \quad (11)$$

где  $l_{\text{Ехy}_i}$  – протяженность маршрута переезда к  $i$ -му участку для его обхода (для ВЛ, оснащенной сетевым АВР, принимается равной расстоянию между ПС и головным коммутационным аппаратом  $i$ -го участка  $r_i$ , т. е.  $l_{\text{Ехy}_i} = l_{\text{ПС}-r_i}$ );  $K_{\text{кр}}$  – коэффициент кривизны дорог по отношению к трассе ВЛ 10 кВ,  $K_{\text{кр}} = 1,4$ ;  $v_{\text{ПС}}$  – скорость передвижения ОВБ вдоль трассы ВЛ.

Средние затраты времени на ремонт рассчитываются по следующей формуле:

$$\tau_{\text{р}} = \tau_{\text{инт}}^{\text{р}} + \tau_{\text{сб}}^{\text{рб}} + \tau_{\text{е}}^{\text{рб}} + t_{\text{р}}, \quad (12)$$

где  $\tau_{\text{инт}}^{\text{р}}$  – затраты времени на передачу информации о месте и характере повреждения от ОВБ к диспетчеру сети и от него – ремонтной бригаде;  $\tau_{\text{сб}}^{\text{рб}}$  – время сборов ремонтной бригады и подготовки к выезду;  $\tau_{\text{е}}^{\text{рб}}$  – затраты времени на переезд ремонтной бригады к месту ремонта;  $t_{\text{р}}$  – среднее время ремонта ВЛ 10 кВ.

Затраты времени на переезд ремонтной бригады к месту ремонта определяются по формуле

$$\tau_E^{PB} = \frac{l_{Б-ПС}}{v_{ПС}} + \frac{l_{ПС-ri}}{v_{PC}} K_{KP}, \quad (13)$$

где  $l_{ПС-ri}$  – расстояние между ПС и головным коммутационным аппаратом  $i$ -го участка  $r_i$ .

Расчет времени восстановления ВЛ выполняется в следующем порядке.

1. Задается длина ВЛ 10 кВ  $L$ , км, и расстояние от базы ОВБ до ПС  $l_{Б-ПС}$ .
2. Изменяя длину участка  $L_1$  от  $0,1L$  до  $0,9L$  ( $L_2$  – от  $0,9L$  до  $0,1L$ ), по формулам (7)–(13) определяют время восстановления электроснабжения потребителей:
  - рассчитывается время восстановления электроснабжения потребителей, получающих питание от 1-го участка ВЛ  $\tau_{10(1)}$  длиной  $L_1$ ;
  - рассчитывается время восстановления электроснабжения потребителей, получающих питание от 2-го участка ВЛ  $\tau_{10(2)}$  длиной  $L_2$ ;
  - определяется средневзвешенное значение времени восстановления ВЛ:

$$\tau_{10}^{SG} = \frac{\tau_{10(1)} \cdot L_1 + \tau_{10(2)} \cdot L_2}{L_1 + L_2}. \quad (14)$$

3. По методике, описанной в [9], производится расчет времени восстановления  $\tau_{10}$  ВЛ, аналогичной по всем параметрам, на которой вместо реклоузеров установлены секционирующие аппараты с ручным управлением (разъединители).

4. Определяется, на сколько процентов снижается время отключения ВЛ по сравнению с ВЛ без автоматики:

$$\delta\tau = \frac{\tau_{10} - \tau_{10}^{SG}}{\tau_{10}} 100 \%, \quad (15)$$

где  $\tau_{10}$  – среднее время восстановления ВЛ 10 кВ без автоматики;  $\tau_{10}^{SG}$  – среднее время восстановления ВЛ 10 кВ, оснащенной сетевым АВР.

5. Строятся зависимости  $\delta\tau = f\left(\frac{L_1}{L_1 + L_2}\right)$ , после чего определяется место установки ПАС, оптимальное с точки зрения снижения времени восстановления работоспособного состояния ВЛ.

Для расчета времени восстановления ВЛ приняты следующие исходные данные:

- расстояние от базы ОВБ до подстанции, от которой получает питание данная ВЛ,  $l_{Б-ПС}$  равно 30 км;
  - отношение суммарной длины линии к длине ее магистрали составляет  $1,5$  ( $\frac{L}{l_m} = 1,5$ ), из этого отношения можно получить длину маршрута;
  - на подстанции есть дежурный персонал и телеуправление;
  - на подстанции отсутствует дистанционный измеритель расстояния до места повреждения на линии 10 кВ;
  - ВЛ 10 кВ имеет резервное питание от одного источника.
- Расчеты выполнены для линий длиной 5, 10, 15, 20 и 25 км.

Изменяя длину первого участка  $L_1$  от  $0,1L$  до  $0,9L$  (второго участка  $L_2$  – от  $0,9L$  до  $0,1L$ ), выполним расчет величины  $\delta\tau$ . Зависимость  $\delta\tau = f\left(\frac{L_1}{L_1 + L_2}\right)$  представлена на рис. 4.

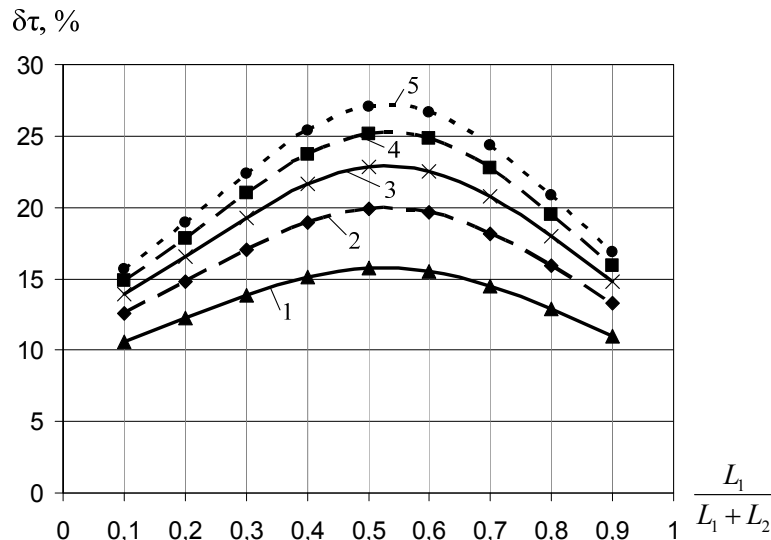


Рис. 4. Снижение времени восстановления ВЛ 10 кВ в зависимости от места установки ПАС для различной длины линии: 1 –  $L = 5$  км; 2 –  $L = 10$  км; 3 –  $L = 15$  км; 4 –  $L = 20$  км; 5 –  $L = 25$  км

### Заключение

Проанализировав результаты проведенных исследований, можно сделать следующие выводы:

1. Оптимальным местом установки ПАС является середина линии. Установка реклоузера в середине линии позволит получить максимальное снижение как количества отключений ВЛ, так и времени восстановления ее работоспособного состояния.

2. Для рассмотренной модели ВЛ 10 кВ установка двух реклоузеров – ПАС в середине ВЛ и АВР в точке нормального токораздела – позволит снизить:

– количество отключений на 44,5 % по отношению к случаю, когда на ВЛ отсутствует автоматика;

– время восстановления ВЛ 10 кВ на величину от 15,74 % (для суммарной длины ВЛ  $L = 5$  км) до 27,06 % (для суммарной длины ВЛ  $L = 25$  км) по сравнению с ВЛ, на которой отсутствует автоматика.

### Литература

1. Распределительные сети 6(10) кВ – модернизация или автоматизация? / В. В. Воротницкий [и др.] // Энергия и менеджмент. – 2011. – № 2. – С. 11–15.
2. Максимов, Б. К. Оценка эффективности автоматического секционирования воздушных распределительных сетей 6–10 кВ с применением реклоузеров с целью повышения надежности электроснабжения потребителей / Б. К. Максимов, В. В. Воротницкий // Электротехника. – 2005. – № 10. – С. 7–22.
3. Пухальская, О. Ю. Направления повышения надежности электроснабжения потребителей сельскохозяйственного назначения / О. Ю. Пухальская, К. М. Медведев // Современные информационные технологии, средства автоматизации и электро-

- привод : материалы Всеукр. науч.-техн. конф., посвящ. 60-летию ДГМА, Краматорск, 17–21 дек. 2012 г. / Донбас. гос. машиностр. акад. ; редкол.: А. Ф. Тарасов [и др.]. – Краматорск, 2012. – С. 171–173.
4. Пухальская, О. Ю. Расчет количества отключений потребителей агропромышленного комплекса при наличии в сети 10 кВ пунктов автоматического включения резерва / О. Ю. Пухальская // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2008. – № 3–4. – С. 65–70.
  5. Русан, В. И. Интеллектуальные электрические сети как средство повышения надежности электроснабжения потребителей сельскохозяйственного назначения / В. И. Русан, О. Ю. Пухальская // Энергет. стратегия. – 2015. – № 6. – С. 39–43.
  6. Будзко, И. А. Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов / И. А. Будзко, М. С. Левин. – М. : Агропромиздат, 1985. – 320 с.
  7. Куценко, Г. Ф. Методика определения расчетного количества внезапных отключений потребителей сельскохозяйственного назначения по цепи «источник–потребитель» / Г. Ф. Куценко, О. Ю. Пухальская // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2005. – № 3. – С. 30–33.
  8. Русан, В. И. Повышение надежности электроснабжения сельхозпотребителей на основе построения интеллектуальных электрических сетей / В. И. Русан, О. Ю. Пухальская // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 12. – С. 10–13.
  9. Пухальская, О. Ю. Методика расчета продолжительности отключения потребителя агропромышленного комплекса при повреждении на ВЛ 10 кВ без автоматики / О. Ю. Пухальская // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2008. – № 1. – С. 27–36.

*Получено 27.10.2016 г.*