

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ПРИНЯТЫЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 10 КВ И РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Чернов О.И.¹, Елисеева Е.А.²

¹Чернов Олег Игоревич – бакалавр,
кафедра электроэнергетических систем,
Институт электроэнергетики

Национальный исследовательский университет Московский энергетический институт;

²Елисеева Елизавета Алексеевна – магистрант,
кафедра систем обработки информации и управления,
Московский государственный университет им. Н.Э. Баумана,
г. Москва

Аннотация: в статье произведен обзор основных технических решений и выполнен расчёт линий 10 и 0,4 кВ с использованием нового оборудования.

Ключевые слова: СИП, АС 70, допустимые токи, сечение проводов.

Изменение схемы питающей сети и использование секционного выключателя полностью не решает проблему надежного электроснабжения потребителей, поэтому будет использовать другие методы для повышения надежности сети.

Рассмотрим основные технические решения, принятые при проектировании распределительных линий 10 кВ, произведем расчет линий с использованием нового оборудования.

Схема сети 10 кВ строится по магистральному принципу: к магистралям линий 10 кВ, по которым осуществляется взаимное резервирование линий, присоединяется опорные трансформаторные подстанции 10/0,4кВ с развитым распределительным устройством, предназначенным для присоединения радиальных линий 10кВ, устройств автоматики и телемеханики и распределительные пункты 10кВ (РП).

Целесообразно выбирать сечения проводов на ВЛ 10 кВ магистральным способом, в котором изначально заложены требования надежности электроснабжения и в соответствии с которым на магистрали ВЛ 10 кВ принимаются провода не менее АС 70, а на отпайках – не менее АС 35 [1].

Пример расчётной схемы приведен на рисунке 1.

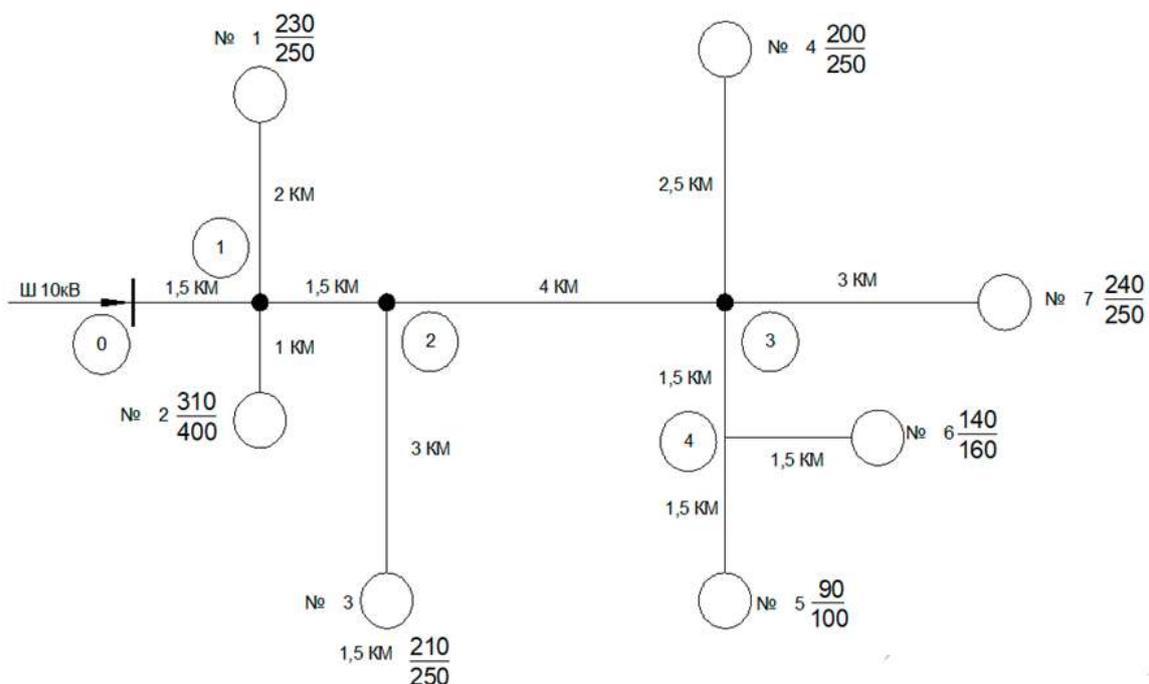


Рис. 1. Расчётная схема ВЛ 10 кВ

Нагрузки заданы в кВ·А, косинус принимается одинаковым для всех нагрузок равным 0,9. Длины участков приведены в километрах.

Для проведения расчёта максимальных потерь напряжения в линии, определяют потери напряжения в 1 км участков в зависимости от мощности участка. Для расчётов воспользуемся номограммой [1].

Допустимые потери напряжения в линиях 10 кВ принимается 5% [3]. Расчёт максимальных нагрузок на участках линии проводится с учётом коэффициентов одновременности или по добавкам мощностей [2].

Эквивалентный ток участка определяется по формуле:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \frac{S_{\text{ЭКВ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1169,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,6 \text{ А.}$$

Выбор сечений проводов магистрали ВЛ 10 кВ осуществляется по эквивалентному току:

$$I_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\left(\frac{\sum_1^n I^2 l}{\sum_1^n l}\right)} = \sqrt{\frac{67,6^2 \cdot 1,5 + 39,4^2 \cdot 1,5 + 30,0^2 \cdot 4 + 13,9^2 \cdot 3}{1,5 + 1,5 + 4 + 3}} = 36,6 \text{ А.}$$

Экономическую плотность тока принимают равной $0,5 \div 0,6 \text{ А/мм}^2$, что характерно для районов с малой плотностью нагрузок.

Экономическое сечение выбирается по формуле:

$$F_{\text{ЭК}} = \left(\frac{I_{\text{ЭКВ}}}{j_{\text{ЭК}}}\right)^2 = \frac{36,6}{0,6} = 61 \text{ мм}^2 \rightarrow 70 \text{ мм}^2.$$

Для остальных участков схемы расчеты проводятся аналогично и сведены в Таблицу 1.

Таблица 1. Выбор сечений проводов и расчёт потерь напряжения в ВЛ 10кВ

Номер участков ВЛ 10кВ	S_{max} , кВ · А	Эквивалентный ток участка $I_{\text{ЭКВ}}$, А	Длина участка, км	Марка и сечение провода	Потеря напряжения, %		
					На 1 км	На участке	От подстанции
0 - 1	1169,5	67,6	1,5	АС 70	0,59	0,885	0,87
1 - ТП №1	230	13,3	2	АС 35	0,19	0,38	1,25
1 - ТП №2	310	17,9	1	АС 35	0,26	0,26	1,13
1 - 2	681,5	39,4	1,5	АС 70	0,37	0,555	1,43
2 - ТП №3	210	12,1	3	АС 35	0,175	0,525	1,95
2 - 3	519	30,0	4	АС 70	0,32	1,28	2,71
3 - 4	230	13,3	1,5	АС 35	0,19	0,285	2,99
4 - ТП №5	90	5,2	1,5	АС 35	0,07	0,105	3,10
4 - ТП №6	140	8,1	1,5	АС 35	0,11	0,165	3,16
3 - ТП №4	200	11,6	2,5	АС 35	0,15	0,375	3,08
3 - ТП №7	240	13,9	3	АС 70	0,21	0,63	3,34

Наибольшие потери напряжения (3,34%) не превышают допустимые потери напряжения (5%).

Таким образом сечения проводов при проектировании линий ВЛ 10 кВ сечения для магистральной линии – АС 70, а для линий на отпайках – АС 35.

Использование СИП при создании конструкций воздушных линий (ВЛИ) позволяет увеличить экономичность электроснабжения потребителей, уменьшить эксплуатационные расходы и увеличить надежность. Поэтому в настоящее время применение защитных проводов одно из самых основных технических решений для ВЛ 6-10 кВ.

СИП имеет значительные преимущества по сравнению с проводами марки АС. Проведем расчет марки проводов СИП -3.

Таблица 2. Технические данные провода СИП-3

	1x70	1x50	1x35
- предельная длительно допустимая рабочая температура жил	90 ⁰	90 ⁰	90 ⁰
- предельно допустимая температура нагрева жил кабелей в аварийном режиме (или режиме перегрузки)	130 ⁰	130 ⁰	130 ⁰
- максимальная температура нагрева жил при КЗ	250 ⁰	250 ⁰	250 ⁰
- эл. сопротивление жилы, не более, Ом	0,443	0,641	0,868
Активное сопротивление проводов, Ом/км	0,493	0,720	0,986
Диаметр жилы максимальный/минимальный, мм	9,95/9,45	8,35/7,85	7,10/6,70
Индуктивное сопротивление проводов, Ом/км	0,299	0,291	0,307
- допустимый ток нагрузки:	240	195	160
- допустимый ток короткого замыкания:	6,5 кА	4,6 кА	3,2 кА

Сечение проводов ВЛ выбирается аналогично рассмотренному методу выше и сечение совпадает с сечением марки АС.

Аналогично рассчитываются другие линии. Результаты расчётов приводятся в Таблице 3.

Однако необходимо провести проверки сечения по условиям технических ограничений.

Для нормальной работы ЭП необходимо, чтобы возникающие потери и отклонения напряжения находились в допустимых пределах. Проверка площади сечения по допустимой потере напряжения вычисляется по формуле:

$$\Delta U = \frac{S(\cos \varphi \cdot r_0 + \sin \varphi \cdot x_0) \cdot L}{U_n^2} \cdot 100 \%,$$

где S – полная мощность линии; r_0 - удельное активное сопротивление провода; X_0 - удельное реактивное сопротивление провода; L - длина участка, м.

Пример расчета для участка 0 -1:

$$\Delta U = \frac{S \cdot (\cos \varphi \cdot r_0 + \sin \varphi \cdot x_0) \cdot L}{U_n^2} \cdot 100 \%,$$

$$\Delta U = \frac{1169,5 \cdot (0,9 \cdot 0,493 + 0,436 \cdot 0,299) \cdot 1,5}{10^2} \cdot 100 \%$$

$$= 1,01 \%.$$

Для остальных участков расчет аналогичный.

Суммарные потери напряжения вычисляется по формуле:

$$\Sigma \Delta U = \sum_{i=0}^n \Delta U_i.$$

$\Sigma \Delta U$ не должна превышать 5 % [9].

Результаты расчётов потерь напряжения для СИП-3 приводятся в Таблице 3.

Таблица 3. Площади сечения СИП-3 по допустимой потере напряжения

Номер участков ВЛ 10кВ	S_{max} , кВ · А	Длина участка L , км	Марка и сечение провода СИП	Потери напряжения, %	
				На участке	От подстанции
0 - 1	1169,5	1,5	(1x70)	1,11	1,11
1 - ТП №1	230	2	(1x35)	0,470	1,48
1 - ТП №2	310	1	(1x35)	0,317	1,32
1 - 2	681,5	1,5	(1x70)	0,587	1,59
2 - ТП №3	210	3	(1x35)	0,643	2,24

2 - 3	519	4	(1x70)	1,19	2,79
3 - 4	230	1,5	(1x35)	0,352	3,14
4 - ТП №5	90	1,5	(1x35)	0,138	3,28
4 - ТП №6	140	1,5	(1x35)	0,214	3,35
3 - ТП №4	200	2,5	(1x35)	0,511	3,30
3 - ТП № 7	240	3	(1x70)	0,413	3,20

Проверка сечения должна выполняться по условию:

$$I_{л} \leq I_{дл.доп.}^{табл} \cdot k_T,$$

где $I_{л}$ – ток, протекающий по линии в режиме наибольших нагрузок, А; k_T – поправочный коэффициент на температуру воздуха, учитывающий отличие фактической температуры воздуха от расчетной.

$$k_T = \sqrt{\frac{T_{дл.доп.} - T_{факт}}{T_{дл.доп.} - T_{расч}}} = \sqrt{\frac{90 - T_{факт}}{90 - 25}},$$

$T_{факт}$ для Москвы примем – 18,1 (среднеиюльская), тогда:

$$k_T = \sqrt{\frac{90 - 18,1}{90 - 25}} = 1,05.$$

Результаты проверки сечения по длительно допустимым токам приводятся в Таблице 4.

Таблица 4. Проверка сечения СИП по длительно допустимым токам

Номер участков ВЛ 10кВ	Рабочий ток участка $I_{раб}$, А	Сечение, F , мм ²	Табличное значение тока, $I_{доп. табл}$, А	Выполнение условия $I_{л} \leq I_{дл.доп.}^{табл} \cdot k_T$
0 - 1	67,6	70	210	Удовл.
1 - ТП №1	13,3	35	130	Удовл.
1 - ТП №2	17,9	35	130	Удовл.
1 - 2	39,4	70	210	Удовл.
2 - ТП №3	12,1	35	130	Удовл.
2 - 3	30,0	70	210	Удовл.
3 - 4	13,3	35	130	Удовл.
4 - ТП №5	5,2	35	130	Удовл.
4 - ТП №6	8,1	35	130	Удовл.
3 - ТП №4	11,6	35	130	Удовл.
3 - ТП № 7	13,9	70	210	Удовл.

Условие к термической стойкости к токам короткого замыкания в соответствии с правилами устройства электроустановок провода воздушных линий напряжением выше 1 кВ не проверяются.

Можно сделать вывод, что при реконструкции воздушных линий 0,4 и 10 кВ эффективной будет замена оборудования АС 10 и АС 30 на СИП при сооружении воздушных изолированных линий. После выбора площади сечения самонесущих изолированных проводов воздушной линии 10 кВ, проверки площади выбранного сечения по допустимой потере напряжения и проверки площади выбранного сечения по длительно допустимым токам можно сказать, что метод для повышения надежности за счет использования нового оборудования оказался эффективным.

Список литературы

1. Министерство энергетики Российской Федерации. Правила устройства электроустановок. 6-е изд., перераб. и доп. // М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. 608 с.: ил.
2. Министерство образования и науки Российской Федерации. Методические указания по проектированию для студентов специальности 100400 – Электроснабжение // Мар. гос. ун-т, сост. И.В. Максимова. Йошкар-Ола, 2007. 74 с.

3. *Кузнецов В.Г., Николаенко В.Г.* Оценка экономического ущерба от несимметрии и несинусоидальности напряжений в промышленных системах электроснабжения. *Техническая электродинамика*, 1980. № 1. С. 33-37.
4. *Лецинская Т.Б., Суворов М.Н.* Эффективность применения автономного источника электроснабжения в отдаленных газифицированных населенных пунктах. // М.: МИЭЭ, 2019. 178 с.
5. *Будзко И.А., Зуль Н.М.* Электроснабжение сельского хозяйства. // М.: Агропромиздат, 1990. 496 с.
6. *Лецинская Т.Б., Наумов И.В.* Электроснабжение сельского хозяйства: Учебник для вузов. / М.: Бибком, 2015. 655 с.