

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ ЗАМЕНЫ ОТСЛУЖИВШИХ ДВУХЦЕПНЫХ ЛИНИЙ 500 кВ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

АВТОРЫ:

Г.И. САМОРОДОВ,
О.А. САВОТИН,
ФИЛИАЛ АО «НТЦ ФСК
ЕЭС» — СИБНИИЭ

Н.Л. НОВИКОВ,
АО «НТЦ ФСК ЕЭС»,
ФГБУ ВО «НИУ МЭИ»,
ОИВТ РАН

Т.Г. КРАСИЛЬНИКОВА,
НОВОСИБИРСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

Предложен экономичный вариант замены двухцепных линий 500 кВ одноцепными инновационными линиями 500 кВ, одна фаза которых выполняется в виде двух параллельно работающих полуфаз. Приводятся основные параметры

инновационной линии на участке Братский ПП 500 кВ — Тайшетская ПС 500 кВ. Дается технико-экономическое сопоставление замены двухцепной традиционной линии одноцепной инновационной линией по сравнению с заменой новой двухцепной линией.

Ключевые слова: двухцепная линия 500 кВ на разных опорах; одноцепная инновационная линия 500 кВ; установка продольной компенсации; коэффициент несимметрии; демонтаж устаревших линий 500 кВ; капиталовложения.



Экономичный вариант замены двухцепных линий 500 кВ состоит в использовании инновационной линии

Линии 500 кВ многие десятилетия широко используются как в России, так и за рубежом [1–3]. В работе [4] прогнозируется срок службы линий 500 кВ в европейской части России. Согласно этим данным замена устареваемых линий 500 кВ понадобится не скоро, они могут прослужить еще не менее четверти века.

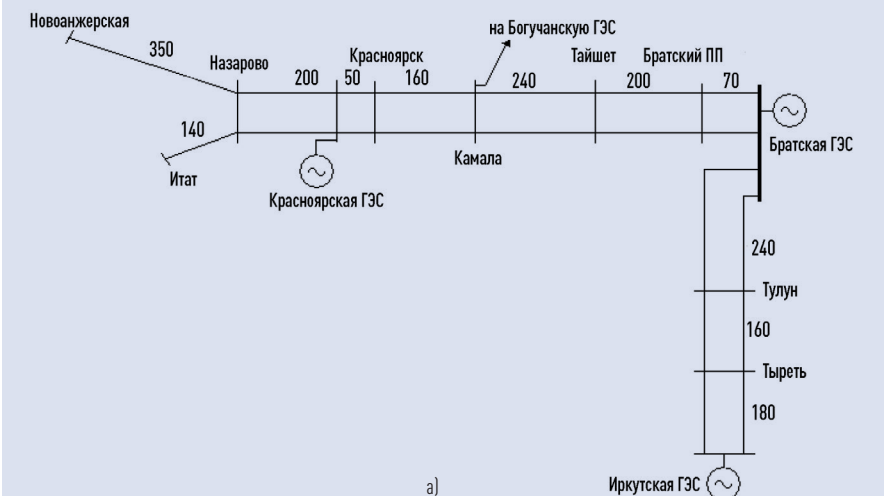
Подобные данные для линий 500 кВ в Восточной Сибири отсутствуют. Но если принять во внимание более суровые, чем в европейской части нашей страны, условия эксплуатации линий 500 кВ в Восточной Сибири, то нельзя исключить, что их оставшийся срок службы будет несколько меньшим, чем четверть века.

В связи с вышесказанным возникает вопрос о возможных вариантах замены отслуживших линий, и при этом особый интерес представляют двухцепные линии 500 кВ, расположенные на разных опорах. На рис. 1 показана схема двухцепных линий 500 кВ в Восточной Сибири, общая длина которых составляет порядка 1500 км.

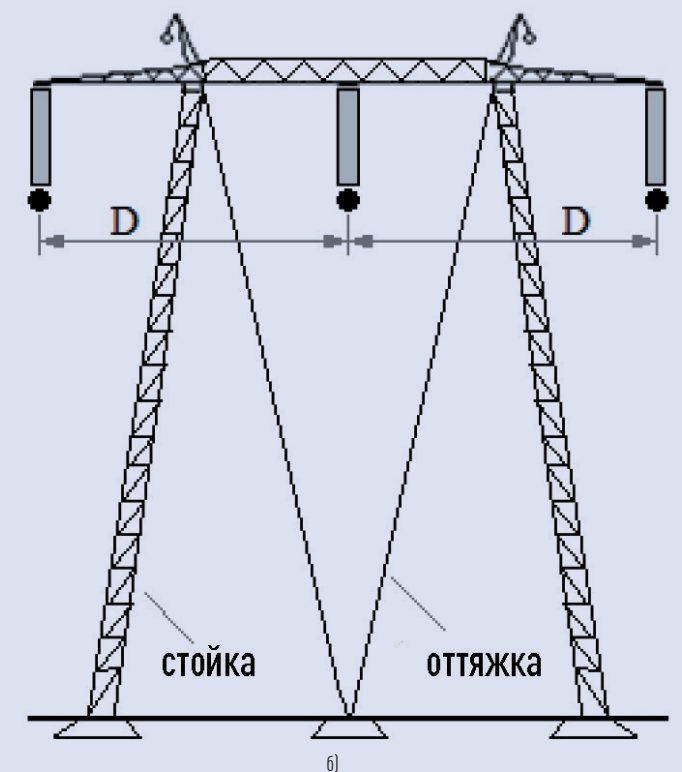
Традиционный вариант замены отслуживших линий 500 кВ состоит в демонтаже одной из цепей на выбранном участке и замене ее на новую цепь, после чего демонтируется другая цепь и на ее месте сооружается вторая новая цепь. И такие работы проводятся последовательно на всех двухцепных участках сети 500 кВ Восточной Сибири.

Другой альтернативный вариант замены двухцепных линий 500 кВ состоит в использовании инновационной линии [5]. Одна фаза инновационной линии выполняется в виде двух параллельно работающих полуфаз, любая из которых в аварийных режимах используется как резервная фаза, а по концам других фаз для симметрирования режима и увеличения пропускной способности включены установки продольной компенсации (УПК).

СХЕМА СЕТИ 500 кВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

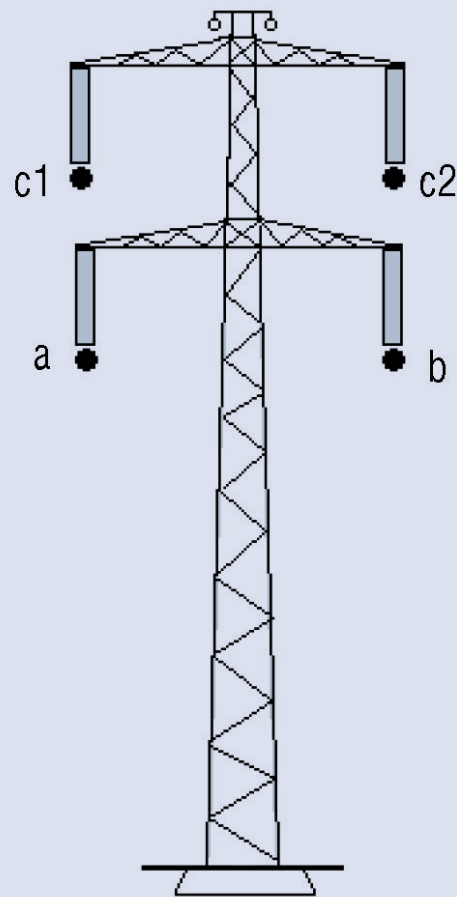


А) СХЕМА СЕТИ



Б) КОНСТРУКЦИЯ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ ОПОРЫ 500 кВ

ИННОВАЦИОННАЯ ЛИНИЯ 500 КВ С ПАРАЛЛЕЛЬНО РАБОТАЮЩИМИ ПОЛУФАЗАМИ



а)

А) РАСПОЛОЖЕНИЕ ФАЗ И ПОЛУФАЗ НА ОПОРЕ



б)

Б) СХЕМА ИННОВАЦИОННОЙ ЛИНИИ

Рис. 2

На рис. 2 а показана схема расположения фаз и полуфаз на опоре, а на рис. 2 б — схема линии с использованием по ее концам УПК. Фазы и полуфазы имеют одинаковую конструкцию, как и фазы на существующих линиях 500 кВ Восточной Сибири, 3×АС 500/64.

В статье [5] на рис. 8 приведена схема перехода инновационной линии на послеаварийный трехфазный режим работы при устойчивых авариях на фазах или полуфазах. Большинство повреждений на линиях СВН являются однофазными. Поэтому при ликвидации наиболее вероятных однофазных повреждений двухцепная и инновационная линия имеют одинаковые показатели надежности за счет перехода инновационной линии на трехфазный режим работы.

В послеаварийной трёхфазной схеме на аварийной отключенной фазе наводится напряжение в пределах 20 кВ. Для безопасного проведения ремонтных работ на аварийной фазе её следует заземлить по концам.

При работе по трёхфазной схеме может быть передано не менее 50% максимальной мощности. В примыкающих ОЭС должны быть предусмотрены противоаварийные мероприятия, связанные со снижением передаваемой мощности, как и в случае потери одной цепи в двухцепном варианте.

Рассмотрим для определенности замену линий 500 кВ на участке Братский ПП — Тайшетская ПС с ориентировочной длиной 200 км.

На рис. 3 показан выбор УПК, устанавливаемых по концам инновационной линии и обеспечивающих коэффициент несимметрии по току обратной последовательности, не превышающий 1,5%. Сопротивление УПК на каждом конце линии в фазе «а» составляет 12 Ом, в фазе «b» — 11 Ом. Суммарная номинальная мощность УПК равна 184 МВАр. Пропускная способность

инновационной линии сопоставима с пропускной способностью двухцепной линии. Заметим, что номинальная мощность УПК, установленной на линии 500 кВ Братская ГЭС — Иркутск, оценивается величиной 806 МВАр [6], т. е. почти в 4,5 раза больше.

Расстояние между цепями 500 кВ составляет не менее 50 м. После отключения и демонтажа одной цепи на ее месте сооружается инновационная линия, как это показано на рис. 4. Освободившееся коммутационное оборудование используется для присоединения инновационной линии к примыкающим подстанциям. Добавляются только выключатели для присоединения одной из полуфаз инновационной линии. В итоге цепь II и инновационная линия будут работать параллельно и загрузка их составит одну треть полной мощности для цепи II и две трети полной мощности для инновационной линии.

На окончательном этапе цепь II отключается и осуществляется ее демонтаж. Освободившееся работоспособное оборудование (выключатели, шунтирующие реакторы) могут быть использованы при сооружении инновационной линии для замены цепей 500 кВ на следующем участке.

Оценим экономическую эффективность предлагаемого решения замены двух цепей 500 кВ одноцепной инновационной линией. Достоверная техникоэкономическая информация имеется только на уровне 2000 г. [7], поэтому сопоставительный анализ делается в ценах этого периода, что при сравнительных оценках вполне приемлемо.

Как показывает анализ, стоимость одноцепной трехфазной линии на стальных опорах в диапазоне высоких и сверхвысоких напряжений достаточно точно экстраполируется зависимостью

$$K_{3\phi}(U_H) = a \cdot e^{bU_H^{0,5}}, \quad [1]$$

ЗАВИСИМОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТОВ НЕСИММЕТРИИ ПО ТОКУ ОБРАТНОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ОТ СОПРОТИВЛЕНИЯ УПК, ВКЛЮЧАЕМЫХ ПО КОНЦАМ ОБЫЧНЫХ ФАЗ

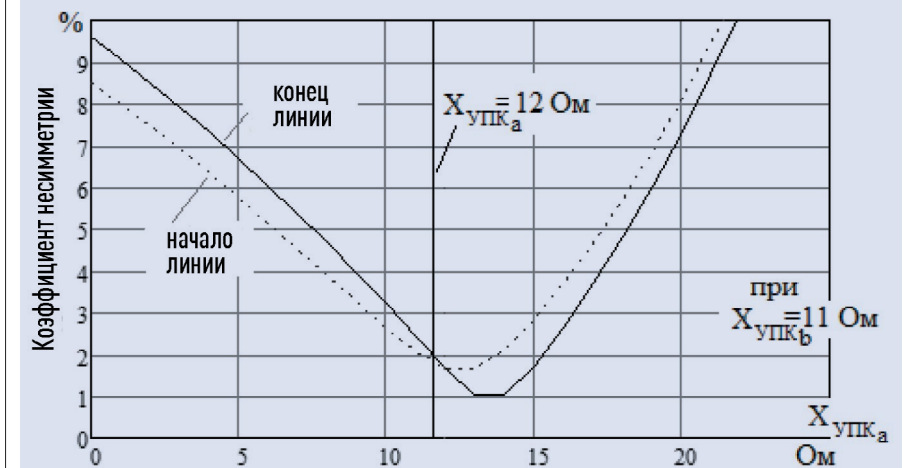


Рис. 3

СХЕМА ПРИМЫКАНИЙ ИННОВАЦИОННОЙ ЛИНИИ К ПОДСТАНЦИЯМ 500 КВ

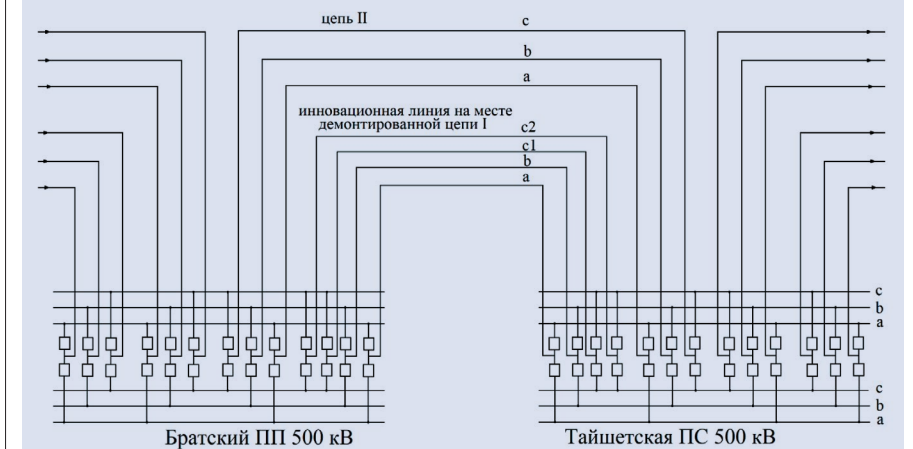


Рис. 4

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ ОПОРЫ: А) ТРАДИЦИОННАЯ ТРЕХФАЗНАЯ ЛИНИЯ 220–330 кВ; Б) — ИННОВАЦИОННАЯ ЛИНИЯ

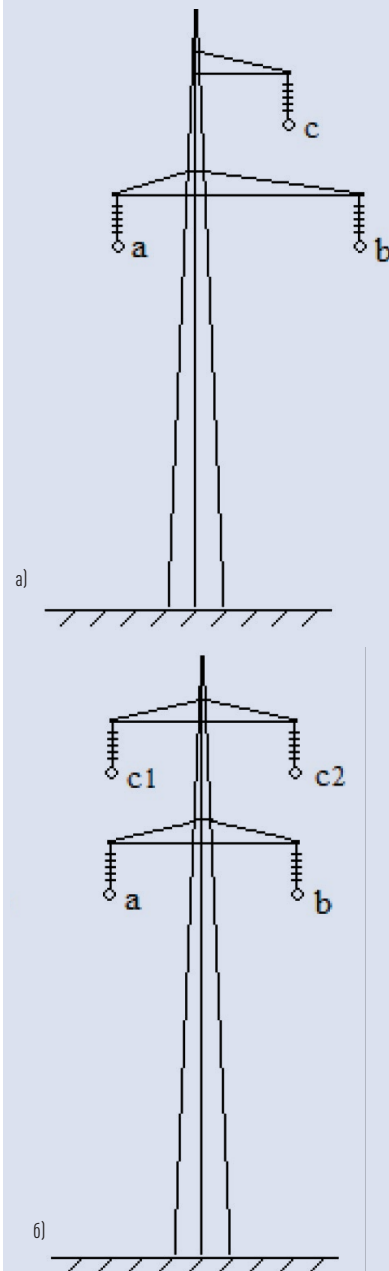


Рис. 5

ДОКАЗАТЕЛЬСТВО СПРАВЕДЛИВОСТИ ФОРМУЛЫ (3)

Конструкция фазы	Стоимость линии 500 кВ по справочнику [4], млн руб/км	Стоимость линии 500 кВ по формуле (3), млн руб/км
3×АС 400	3,61	–
3×АС 500	3,99	3,97

Таблица 1

где коэффициенты a , b определяются на основании стоимости линий напряжений 220 и 330 кВ при сечении отдельной составляющей фазы 400 мм².

Из рис. 5, на котором показаны промежуточные опоры традиционной одноцепной линии 220–330 кВ [8] и инновационной одноцепной линии, видно, что для инновационной линии добавляется дополнительный провод и ее стоимость увеличивается на подвеску этого провода.

По данным [9], стоимость проводов и изоляции составляет примерно 40% стоимости линии. Тогда капиталовложения в инновационную линию с учетом подвески второй полуфазы составят

$$K_{\text{инн}}(500) = (1 + 0,4/3) K_{3\phi}(500). \quad [2]$$

При сечении отдельных составляющих в фазах и полуфазах инновационной линии 400 мм² стоимость инновационной линии 500 кВ составит

$$K_{\text{инн}}(500) = 4,3 \text{ млн руб/км.}$$

Для оценки стоимости инновационной линии при сечении отдельной составляющей 500 мм² можно воспользоваться соотношением

$$K(S_2) = K(S_1)(0,6 + 0,4(S_2/S_1)), \quad [3]$$

где $K(S_1)$ — известная стоимость линии при сечении отдельной составляющей S_1 ;

$K(S_2)$ — искомая стоимость линии при сечении отдельной составляющей S_2 .

В табл. 1 по данным [4] приведены соответствующие величины для традиционной линии 500 кВ с оттяжками, доказывающие справедливость формулы (3).

Как следует из табл. 1, погрешность расчета по формуле (3) составляет всего лишь 0,5%. Таким образом, стоимость инновационной линии, имеющей конструкции фаз и полуфаз 3×АС 500, оценивается величиной 4,8 млн руб/км.

Для приведенных данных в табл. 2 дано технико-экономическое сопоставление замены двухцепной традиционной линии одноцепной инновационной линией по сравнению с заменой новой двухцепной линией, которое показывает существенное экономическое преимущество инновационного варианта, дающее экономию капитальных затрат в 1,5 раза.

ВЫВОДЫ

Замена традиционных двухцепных линий 500 кВ одноцепной инновационной линией 500 кВ является весьма эффективным решением, позволяющим в 1,5 раза уменьшить капитальные затраты по сравнению с традиционным решением, при котором старые цепи заменяются двумя новыми цепями 500 кВ.

Для своевременной подготовки инновационных линий с целью решения задачи замены ими двухцепных трехфазных линий необходимо выполнить проект инновационной линии 500 кВ

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СОПОСТАВЛЕНИЕ ЗАМЕНЫ ДВУХЦЕПНОЙ ТРАДИЦИОННОЙ ЛИНИИ ОДНОЦЕПНОЙ ИННОВАЦИОННОЙ ЛИНИЕЙ ПО СРАВНЕНИЮ С ЗАМЕНОЙ НОВОЙ ДВУХЦЕПНОЙ ЛИНИЕЙ ПРИ ДЛИНЕ 200 КМ

Параметры	Две цепи новой традиционной линии	Одноцепная инновационная линия	
			Стоимость линии, млн руб.
Установленная мощность УПК и ее стоимость	$Q_{\text{упк}}$, МВАр	–	184
	$K_{\text{упк}}$, млн руб.	–	110
Суммарные капиталовложения	млн руб.	1596	1070
	%	149	100

Таблица 2

на выбранном участке. Опытную проверку технических решений можно осуществить на одной из существующих двухцепных линий 220 кВ, переоборудовав ее в инновационную линию с полуфазами путем отключения двух верхних фаз. В результате будет получен опыт эксплуатации, необходимый для создания инновационных линий

500 кВ в Восточной Сибири, а также в европейской части страны.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дальние электропередачи 500 кВ. Сборник статей под ред. А.М. Некрасова и С.С. Рокотяна. «Энергия», М. — Л., 1964.

2. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н. «Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330–500 кВ [Под общей ред. С.С. Рокотяна. «Энергия», 1974. — 472 с.
3. Дьяков А.Ф. и др. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. Том 1: Электропередачи переменного тока/Под общей редакцией чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. Дьякова А.Ф. — Москва: НТФ «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012.
4. Галиаскаров И. М. О надежности ВЛ 500, выработавших нормативный срок службы//Электроэнергия (передача и распределение). Май-июнь 2020.
5. Самородов Г.И., Савотин О.А., Красильникова Т.Г., Махмудов К.А. Одноцепная линия сверхвысокого напряжения повышенной пропускной способности//Электричество. 2022. № 8.
6. Дьяков А.Ф. и др. Электрические сети сверх- и ультравысокого напряжения ЕЭС России. Теоретические и практические основы. Том 2: Электрические подстанции переменного тока/Под общ. ред. чл.-корр. РАН, д.т.н., проф. А.Ф. Дьякова. Москва: НТФ «Энергопрогресс» Корпорация «ЕЭЭК», 2012.
7. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. 3-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2009.
8. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения. Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. М.: «Энергия», 1974.
9. Александров Г.Н. и др. Проектирование линий электропередачи сверхвысокого напряжения//Под ред. Г.Н. Александрова и Л.Л. Петерсона. Л.: «Энергоатомиздат», Ленингр. отд.-е, 1983.



Москва,
ул. Вавилова, д. 7Б
uslugi@rossetimr.ru
8 800 220 0 220 #6

ОПЕРАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Передайте свои сети нам в обслуживание, и мы выполним весь комплекс необходимых мероприятий для их надёжной и безопасной работы:

- Контроль и поддержание работоспособного состояния сети
- Выявление на ранних стадиях имеющихся дефектов и предпосылок к ним
- Регулирование напряжения трансформаторов
- Оперативное реагирование при авариях и устранение дефектов
- Производство плановых и внеплановых переключений и другое

 **РОССЕТИ**
МОСКОВСКИЙ РЕГИОН

Обслуживает

47
тысяч подстанций

170
тысяч км ЛЭП

0,4–220 кВ
классом напряжения