

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения

Кафедра «Энергетика»

Сайтов Дамиржан Имаржанович

«Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и
электрических сетей»

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6В07101– «Энергетика»

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения
Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

«Энергетика»
ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНТУ им. К.И. Сатпаева»
PhD, ассоц. профессор
Институт энергетики
и машиностроения 06 2023г.
Е.А.Сарсенбаев

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: " Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и
электрических сетей»

6B07101– «Энергетика»

Выполнил

Сайтов Д.И.

Рецензент
Профессор АУЭС
Сагитов П.И.
« 06 » 2023г.

Научный руководитель
магистр,
старший преподаватель
Ж.К. Бекболатова
« 06 » 2023г.

Алматы 2023

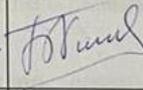
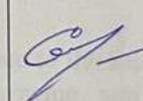
ГРАФИК

подготовки дипломной работы

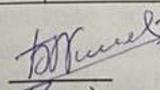
Наименования разделов, перечень рассматриваемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Основная часть	16.01.2023 - 30.03.2023	—
Специальная часть	1.04.2023 - 30.05.2023	—

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

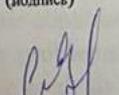
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Основной раздел	Ж.К. Бекболатова. магистр техн. наук, ст. преподаватель	7.06.2023	
Специальный Раздел	Ж.К. Бекболатова. магистр техн. наук, ст. преподаватель	7.06.2023	
Нормоконтроль	А.О. Бердибеков, магистр техн. наук, ст. преподаватель	7.06.2023	

Научный руководитель


(подпись)

Ж.К. Бекболатова.

Задание принял к исполнению обучающийся


(подпись)

Д.И. Саитов

Дата

«16» 01 2023г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный
исследовательский технический университет имени К.И.Сатпаева»

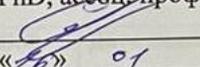
Институт энергетики и машиностроения
Кафедра «Энергетика»

6B07101– "Энергетика"

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой
«Энергетика»

PhD, ассоц. профессор

 Е.А.Сарсенбаев
«16» 01 2023г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломной работы

Обучающегося Саитова Дамиржана Имаржановича

Тема: Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Утвержден приказом проректора _____

Срок сдачи законченной работы _____

Исходные данные к работе: Расстояние от участка Алматы до участка Таугуль 74км расстояние от участка Таугуль до участка Горный гигант составило 17км. номинальные данные по расчету $p=200\text{мвт}$ $q=74\text{мвар}$ $p2=120\text{мвт}$ $q=58\text{мвар}$.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) технические ограничения пропускной способности;
- б) механические способы повышения пропускной способности;
- в) повышение рабочих напряжений;
- г) ограничение провеса проводов;
- д) расчет потерь электроэнергии;
- е) цель расчета;

Перечень графического материала: представлены 11 слайдов презентации работы

Рекомендуемая литература: из 10 наименований

АННОТАЦИЯ

Аннотация. Повышение пропускной способности воздушных линий обусловлено быстрым ростом потребления электроэнергии. Растет число городов-мегаполисов, что требует обеспечения глубокого ввода мощности в центры городов и крупных промышленных предприятий.

Повышаются требования к экономичности и экологии, снижению сроков строительства воздушных линий, безопасности и защите от электромагнитных полей и помех от них, что требует новых подходов к сооружению воздушных каналов передачи электроэнергии. В данной статье для решения проблем передачи электроэнергии предлагаются новые конструкции проводов, сделан сравнительный анализ их с применяемыми проводами в системе электропередач.

Ключевые слова. Электроэнергия, пропускная способность, провода, провисание провода, линия электропередачи

Аңдатпа. Әуе желілерінің өткізу қабілетінің артуы электр энергиясын тұтынудың тез өсуіне байланысты. Мегаполис қалалардың саны өсуде, бұл қалалар мен ірі өнеркәсіптік кәсіпорындардың орталықтарына қуатты көп пайдалануды қамтамасыз етуді талап етеді.

Үнемділік пен экологияға, әуе желісінің құрылысының мерзімдерін азайтуға, электр магниттік өрістер мен олардың кедергілерінен қауіпсіздік пен қорғауға қойылатын талаптар артып келеді, бұл электр энергиясын берудің әуе арналарын салуға жаңа тәсілдерді талап етеді. Бұл мақалада электр энергиясын беру мәселелерін шешу мақсатында заманауи сымдарды қолданыстағы сымның конструкцияларын талдау ұсынылады.

Түйінді сөздер. Электр энергиясы, өткізу қабілеті, сымдар, сымның салбырауы, электр беріліс желісі

Abstract. The increase in the throughput of overhead lines is due to the rapid growth in electricity consumption. The number of megacities is growing, which requires deep input of power to city centers and large industrial enterprises. The requirements for efficiency and ecology, reduction of construction time for overhead lines, safety and protection against electromagnetic fields and interference from them are increasing, which requires new approaches to the construction of overhead power transmission channels. In this article, to solve the problems of power transmission, new designs of wires are proposed, a comparative analysis of them with the wires used in the power transmission system is made.

Keywords. Electric power, transmission capacity, wires, sagging wires, power transmission line

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Способы повышения пропускной способности ЛЭП	10
1.1 Технические ограничения пропускной способности	10
1.2 Допустимая сила тока по нагреванию проводников	12
1.3 Допустимая потеря напряжения	17
2. Механические способы повышение пропускной способности	19
2.1 Строительство новых линий	20
2.2 Повышение рабочих напряжений	20
2.3 Повышение нагрузки действующей линии	20
2.4 Ограничение провеса проводов	21
2.5 Повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий	21
3. Новые конструкции проводов ВЛ	22
3.1 Конструкции компактных проводов	23
3.2 Конструкции высокотемпературных проводов	28
3.3 Продольная компенсация реактивной мощности	32
3.4 Поперечная компенсация реактивной мощности	35
4. Расчет потерь электроэнергии	36
4.1 Краткое описание работы программы “RASTR”	36
4.2 Общие сведения	39
5. Экономическая часть	42
5.1 Цель расчета	42
5.2 Выбор возможных вариантов	42
6. Анализ оборудования	46
6.1 Выбор марки грозотроса	46
Приложение А	52
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	59

Введение

Устойчивое развитие электроэнергетического сектора Казахстана предполагает решение вопросов по покрытию потребности экономики и населения в энергоресурсах, снижению энергоёмкости ВВП, а также по повышению энергоэффективности.

Между тем, в отрасли охраняется ряд серьёзных проблем, которые могут стать сдерживающим фактором не только для устойчивого развития энергосистемы Казахстана, но и для решения важнейших задач по модернизации и диверсификации экономики страны. В частности, не в полной мере решена проблема дефицита электроэнергии в ряде регионов Казахстана (особенно на юге и западе), что может негативно отразиться на росте промышленного производства республики.

Кроме того, наблюдается значительный износ мощностей в сегментах генерации, передачи и распределения электроэнергии, что в существенной степени ограничивает выработку электроэнергии действующими электро-станциями и её доставку конечным потребителям.

Перед государством в настоящее время стоит острая задача по решению двух стратегически важных направлений развития в области генерации и передачи электроэнергии:

- модернизации действующих мощностей и линий электропередачи, т.к. многие, если не большинство, из ныне действующих объектов были построены в 70-80-х годах прошлого столетия;

- устранения дефицита электроэнергии в южных и западных регионах страны.

Следует отметить, что в современных условиях диверсификации экономики Казахстана, рост промышленности должен быть связан не только с увеличением потребления электроэнергии, но и с увеличением энергоэффективности как производства, так и потребления энергии, а также с диверсификацией самих источников энергии, что неминуемо влечёт за собой строительство новых и модернизацию существующих линий электропередачи.

Это повлечёт за собой серьёзные капитальные вложения со стороны государства и системного оператора KEGOC.

Альтернативой строительству новых линий является применение высокотемпературных проводников, которые позволяют увеличить пропускную способность линий электропередачи в 2–3 раза без замены опор и серьёзной модернизации арматуры.

1. Способы повышения пропускной способности ЛЭП

1.1 Технические ограничения пропускной способности

Пропускная способность линии электропередачи – это наибольшая активная мощность, которую с учётом всех технических ограничений можно передать по линии. Пропускная способность линии электропередачи зависит от напряжения, силы тока и реактивного сопротивления линии.

Под пропускной способностью линии электропередачи понимают активную или полную мощность, которая длительно может передаваться с учетом технических ограничений. К таким ограничениям относятся:

- а) предел передаваемой мощности (предел линии), учитывающий устойчивость параллельной работы электрических станций и узлов нагрузки;
- б) допустимая сила тока по нагреванию проводников;
- в) допустимая потеря напряжения;
- г) пропускная способность конечных и промежуточных устройств (трансформаторов, выключателей, устройств продольной компенсации и др.);
- д) вынужденные уставки релейной защиты.

Проектирование линий электропередачи проводят обычно таким образом, чтобы ограничения г) и д) не были решающими.

Ограничения а) и б) обычно проявляются в сетях высоких напряжений, при номинальных напряжениях 110—220 кВ и выше. Ограничение по допустимой потере напряжения характерно для распределительных линий и сетей напряжением 20—0,38 кВ, а иногда и для сетей напряжением 35 кВ. В таких сетях может также возникать ограничение по допустимому току нагревания проводов воздушных линий и жил кабелей.

При проектировании системообразующих сетей часто приходится рассматривать «сечение электрической сети», под которым понимают совокупность линий электропередачи, характеризующую суммарную пропускную способность определенного района электрической сети.

Пути повышения пропускной способности линий и сетей при различных ограничивающих факторах следующие.

По фактору статической устойчивости генераторов электростанций предельная передаваемая мощность в системе, состоящей из генераторов, трансформаторов и линии электропередачи (рис. 1.1, а) с соответствующими сопротивлениями X_m , X_m , X_n , для идеализированной электропередачи (без потерь) определяется по выражению:

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU_c}{X_r + X_T + X_n},$$

где E — ЭДС генераторов; U — напряжение на шинах системы.

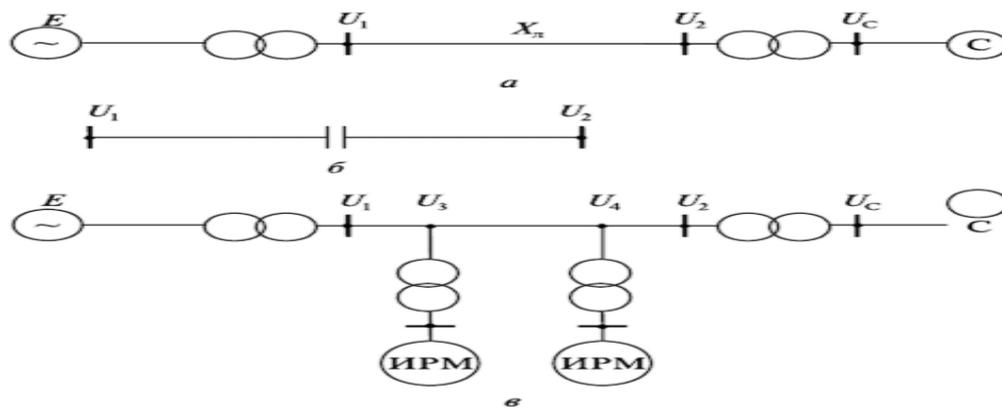


Рис. 1.1. Схемы системы электропередачи (а), линии с продольной компенсацией (б) и с промежуточными подстанциями (в)

Если генераторы удаленной станции и работающие в системе оснащены регуляторами возбуждения сильного действия, позволяющими поддерживать постоянными заданные напряжения U_1 и U_2 по концам линии, то предел передаваемой мощности (предел линии) будет равен

$$P_{\text{пр}} = U_1 U_2 / X_{\text{л}}$$

Из формулы видны следующие проектные пути увеличения пропускной способности системы электропередачи за счет воздействия на ее часть — линию электропередачи.

- 1. *Повышение номинального напряжения линии.* Здесь существенно то, что предельная мощность пропорциональна квадрату напряжения.
- 2. *Уменьшение индуктивного сопротивления линии.* Оно может быть достигнуто за счет применения расщепленных фаз. Такой путь особенно целесообразен на линиях большой длины. Другой путь заключается в использовании различных вариантов конструктивного исполнения воздушных компактных линий электропередачи.
- 3. *Применение продольной компенсации реактивного сопротивления линии* (рис. 1.1, б). В этом случае эквивалентное сопротивление без учета распределенности параметров для линии без потерь

$$X_{\text{л.э}} = X_{\text{л}} - X_{\text{с}}$$

4. *Применение управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях* (рис. 1.1, в). Такими ИРМ могут быть статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и др. Если путем выбора соответствующей мощности ИРМ обеспечить поддержание заданного напряжения U_3 и U_4 в промежуточных точках линий, то она разделится на несколько самостоятельных участков. В этом случае пропускная способность всей линии будет определяться участком линии, характеризующимся наименьшей предельной мощностью.

1.2 Допустимая сила тока по нагреванию проводников

Пропускная способность линии, ограничиваемая допустимой силой тока по нагреванию проводников, описывается формулой

$$P_{\text{пр}} = \sqrt{3}UI_{\text{доп}} \cos\varphi ,$$

где U — напряжение линии; $I_{\text{доп}}$ — допустимая сила тока по нагреву; $\cos\varphi$ — коэффициент мощности.

Отсюда можно сформулировать следующие пути повышения пропускной способности.

- 1. *Повышение номинального напряжения.* При неизменной допустимой силе тока пропускная способность линейно зависит от номинального напряжения. Этот фактор в условиях проектирования имеет практическое значение в случае применения напряжения 380 В вместо 220 В, 10 кВ вместо 6 кВ, 20 кВ вместо 10 кВ, 110 кВ вместо 35 кВ. При этом пропускная способность увеличивается соответственно в $380/220 = 1\frac{2}{3}$, $10/6 \approx 1\frac{2}{3}$, $20/10 = 2$, $110/35 \approx 3$ раза.

- 2. *Повышение режимного (рабочего) напряжения.* В данном случае эффективность увеличения пропускной способности, естественно, ниже. Речь может идти о повышении напряжения лишь на 10—15% и соответственно о таком же повышении пропускной способности.

- 3. *Повышение $\cos\varphi$ за счет установки компенсирующих устройств.* Пусть в линии при $\cos\varphi < 1$ сила тока равна допустимой силе тока по нагреванию. Для повышения передаваемой активной мощности без увеличения силы тока надо предварительно разгрузить линию (снизить силу тока) от реактивной мощности. Это можно сделать за счет установки компенсирующего устройства в конце линии такой мощности, при которой полная мощность оставалась бы неизменной (рис. 1.2, а). При этом треугольник SQP соответствует мощностям в линии при отсутствии компенсирующего устройства (рис. 1.2, б).

Если активную мощность надо увеличить с P до P_k , то одновременно произойдет увеличение реактивной мощности, и полная мощность возрастет. При одинаковом $\cos\varphi$ прежней и вновь подключенной нагрузки треугольник мощностей займет положение $S'Q'P_k$. При подключении компенсирующего устройства мощностью Q полная мощность должна быть снижена до прежнего значения. Тогда треугольник мощностей будет иметь вид $S_{\text{мин}}Q_kP_k$, (Q_k — реактивная мощность в линии после компенсации).

При неизменной силе тока линии до и после компенсации будет справедливо следующее уравнение:

$$I_{\text{доп}} = S_{\text{доп}} / (\sqrt{3}U) = \sqrt{P^2 + Q^2} / (\sqrt{3}U) = \sqrt{P_k^2 + Q_k^2} / (\sqrt{3}U)$$

или

$$P^2 + Q^2 = P_k^2 + Q_k^2 .$$

Имея в виду, что $Q_k = Q' - Q^{\wedge} = P_k \text{tg}\varphi - Q^{\wedge}$ (см. рис. 1.2, б), после подстановки Q_k в уравнение можно получить мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения передаваемой активной мощности с P до P_k :

$$Q_{к.у} = P_{к} \operatorname{tg}\varphi - \sqrt{P^2(1 + \operatorname{tg}^2\varphi) - P_{к}^2},$$

где $P_{к}$ может находиться в пределах $P < P_{у} < 5_{\text{доп}}$.

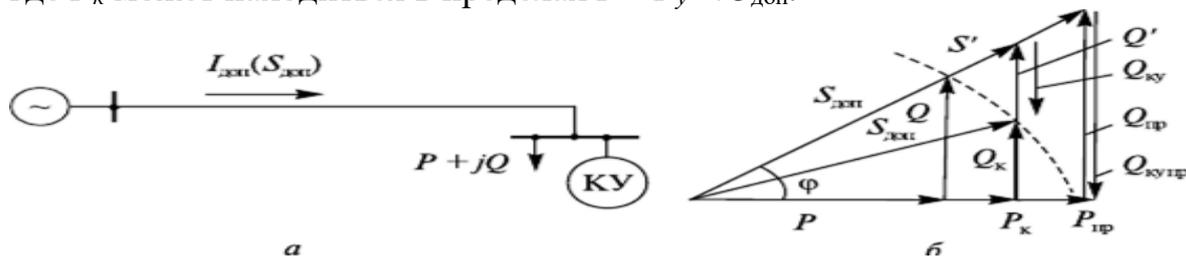


Рис. 1.2. Схема сети (а) и векторная диаграмма (б)

В случае полной компенсации реактивной мощности предельное значение активной мощности будет $P_{к} = P_{\text{пр}}$ (см. рис. 1.2, б), а мощность компенсирующего устройства составит

$$Q_{\text{купр}} = Q_{\text{пр}} = P_{к} \operatorname{tg}\varphi.$$

4. *Увеличение площади сечения проводов воздушных линий электропередачи.* Допустимые силы токов по нагреванию, как известно, зависят от площади сечения проводов и устанавливаются в зависимости от допустимых температур проводов. Как уже отмечалось в подразделе, в условиях проектирования длительно допустимые силы токов и соответствующие им пропускные способности принимают, исходя из допустимой температуры нагревания проводов линии, равной $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, и температуры воздуха $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. Из этого рисунка видно, что зависимость допустимой силы тока от площади сечения провода не является линейной, и при увеличении площади сечения допустимая плотность тока снижается. Это объясняется тем, что при больших площадях сечений площадь поверхности провода, приходящаяся на 1 мм^2 сечения, уменьшается и, как следствие, ухудшаются условия охлаждения провода.

Увеличение площади сечения проводов иногда может оказаться целесообразным не только при сооружении новых линий, но и при реконструкции существующих.

5. *Учет фактической температуры окружающей среды.* Очевидно, что при изменении температуры окружающей среды условия охлаждения проводов изменяются. Если наивысшие значения температуры воздуха для какого-то региона отличаются от расчетной температуры $25\text{ }^{\circ}\text{C}$, то соответствующие ей допустимые силы токов $I_{\text{доп}}$ могут быть изменены до I с учетом поправочного коэффициента k_t .

$$I_{t \text{ доп}} = I_{\text{доп}} k_t.$$

Значения k_t для неизолированных проводов воздушных линий принимаются в соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 1.3 и построенной по данным работы.

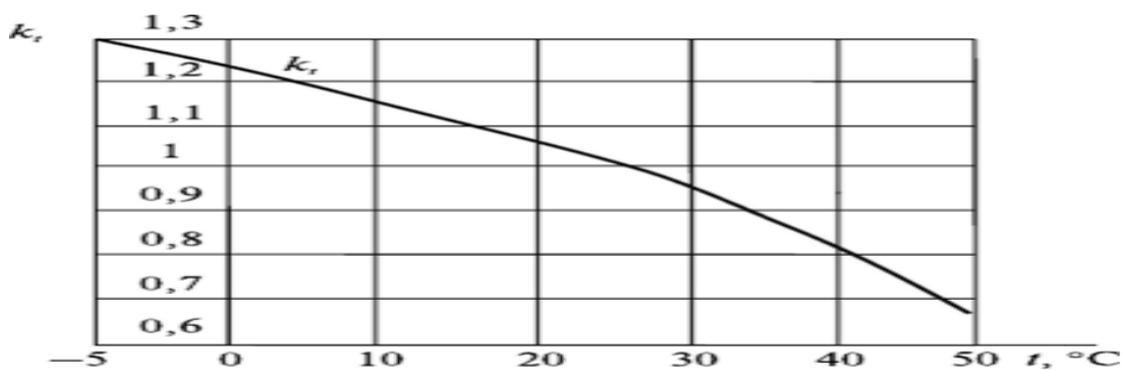


Рис. 1.3. Зависимость поправочного коэффициента k_t от температуры воздуха для неизолированных проводов

6. *Применение меньших площадей сечений одиночных проводов в расцепленной фазе при неизменной площади сечения фазы.* В этом случае эффект от повышения допустимой силы тока достигается за счет увеличения поверхности охлаждения проводов данной фазы. Действительно, в общем случае при m проводах в фазе с диаметром d_m поверхность проводов фазы на единицу длины линии составит $F_m = mnd_m$. В случае их замены на n проводов ($n > m$) с диаметром $d_n < d_m$ и неизменной площади сечения алюминиевой части фазы поверхность проводов фазы $F_n = nnd_n$. Тогда увеличение поверхности проводов составит

$$\delta F = F_n / F_m = d_n n / d_m m .$$

Так, например, при замене одиночного провода в фазе марки АС 240/39 с диаметром провода $d_m = 21,6$ мм на два провода марки 2 x АС 120/19 с диаметром провода $d_n = 15,2$ мм получим:

$$\delta F = \frac{15,2}{21,6} \cdot \frac{2}{1} = 1,41 .$$

• 7. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменной площади сечения провода его поверхность можно увеличить различными путями, например выполнив его полым, либо многожильным с джутовым наполнителем в повивах. В этом случае допустимая сила тока на провод может быть увеличена за счет его лучшего охлаждения.

• 8. *Применение изолированных (покрытых) проводов воздушных линий.* Такие провода получают распространение в распределительных сетях напряжением 10 кВ и ниже. Наряду с известными достоинствами (предотвращение коротких замыканий при схлестывании проводов различных фаз, уменьшение индуктивного сопротивления линии и др.) такие провода имеют по сравнению с неизолированными проводами при одинаковой допустимой температуре провода пониженную пропускную способность по условию нагревания из-за ухудшения условий теплоотдачи от провода в окружающую среду. Допустимая температура изолированных проводов с изоляцией из термопластичного полиэтилена, так же как и для неизолированных проводов, не более 70 °С. Расчеты показывают, что при этом условии допустимые силы токов линий с изолированными проводами составляют на 10—13% меньше токов линий с неизолированными проводами при температуре воздуха 25 °С. Вместе с тем изготовители покрытых проводов с изоляцией из сшитого

полиэтилена указывают допустимую температуру не более $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, а допустимые силы токов при этом на 10—15% больше, чем для неизолированных проводов.

• 9. *Применение искусственного (форсированного) охлаждения проводников.* Такой способ повышения нагрузочной способности пригоден для кабельных линий. Рассматривают различные виды искусственного охлаждения [28]:

○ а) косвенное охлаждение кабелей водой по проложенным параллельно им трубам;

○ б) непосредственное внешнее охлаждение маслonaполненных кабелей при их размещении в отдельных трубах с циркулирующей водой;

○ в) непосредственное внутреннее охлаждение маслonaполненных кабелей с помощью прокачки охлаждающей воды или масла по центральному каналу в жиле кабеля;

○ г) охлаждение жил кабелей газом с высокой теплопроводностью в газоизолированных линиях. В таких линиях для электроизоляции применяется специальный сжатый газ (элегаз), который попутно улучшает условия охлаждения проводников линии.

• 10. *Применение криогенных линий.* Различают *криопроводящие* и *сверхпроводящие* линии. В первых проводники охлаждают до температуры $80\text{—}20\text{ K}$, в результате чего активное сопротивление снижается в десятки раз. Вследствие этого появляется возможность существенно повысить пропускаемые по проводникам токи. В сверхпроводящих линиях активное сопротивление равно нулю, и рабочие токи по сравнению с обычными линиями могут быть увеличены в тысячи раз. Пропускная способность по току криопроводящих и сверхпроводящих линий ограничивается не нагреванием проводников, а другими факторами.

• 11. *Прокладка дополнительных параллельных линий* пояснения не требует.

• 12. *Применение глубоких вводов.* Под глубоким вводом понимают систему электроснабжения, позволяющую подвести наивысшее экономически целесообразное напряжение к центрам нагрузки с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации. Глубокие вводы применяют как при проектировании новых сетей, так и при развитии существующих. Так, если нагрузка I питалась по линии L_1 , от центра питания 2, то при ее росте развитие сети можно произвести путем прокладки параллельной дополнительной линии L_2 того же напряжения (рис. 12.17). Вместо этого может оказаться экономически целесообразным сооружение глубокого ввода L_3 более высокого напряжения. В результате пропускная способность по току увеличится пропорционально повышению напряжения.

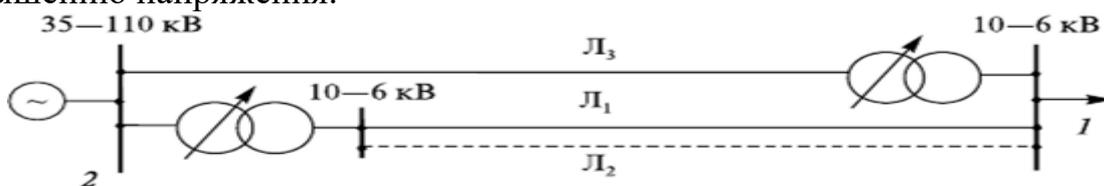


Рис. 1.4. Принципиальная схема глубокого ввода

13. *Сооружение дополнительных питающих подстанций.* При этом к ним за счет сооружения участков сети присоединяются ближайшие потребители. В

результате к линиям от существовавших ранее подстанций могут быть подключены дополнительные нагрузки.

Пути повышения пропускной способности сети в случае ее ограничения по потере напряжения наиболее актуальны для распределительных сетей напряжением 20 кВ и ниже.

Для одиночной линии связь между допустимой потерей напряжения ΔU и предельной передаваемой активной мощностью $P_{пр}$ можно представить в виде

$$\Delta U_{доп} = (P_{пр}R + Q_{пр}X) / U_{ном} = P_{пр} (R + X \operatorname{tg}\varphi) / U_{ном} .$$

Отсюда
$$P_{пр} = \Delta U_{доп} U_{ном} / (R + X \operatorname{tg}\varphi) .$$

Имея в виду, что

$$\Delta U_{доп} = \frac{\Delta U_{доп} \%}{100} U_{ном} ,$$

Получим

$$P_{пр} = \frac{\Delta U_{доп} \% U_{ном}^2}{(R + X \operatorname{tg}\varphi) 100} .$$

Отсюда можно наметить пути повышения пропускной способности.

- 1. *Повышение номинального напряжения.* Из формулы следует, что пропускная способность сети по условию допустимой потери напряжения пропорциональна квадрату напряжения. Так, при переходе с напряжения 6 кВ на 10 кВ она увеличивается в 3 раза, а при переходе с 10 кВ на 20 кВ — в 4 раза.

- 2. *Увеличение площади сечения проводов.* При этом активное и в некоторой степени реактивное сопротивления снижаются, а $P_{пр}$ — увеличивается.

- 3. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменной площади сечения провода с развитой поверхностью (полые, с джутовым наполнителем) будут иметь больший диаметр, меньшее индуктивное сопротивление и, следовательно, большее значение P .

- 4. *Сближение проводов фаз.* Оно также приводит к уменьшению индуктивного сопротивления и соответственно к увеличению мощности $P_{пр}$. Сближение проводов фаз воздушных линий можно осуществить применением компактных конструкций, покрытых проводов линий напряжением 6—20 кВ, изолированных проводов линий до 1 кВ, соединенных в пучки. Тот же эффект появляется при замене воздушных линий кабельными.

- 5. *Применение устройств поперечной компенсации.* Возможности увеличения передаваемой активной мощности по условию допустимой потери напряжения видно из векторной диаграммы, приведенной на рис. 1.5. Пусть до компенсации были мощности S , P , Q . Установка компенсирующего устройства мощностью Q уменьшит реактивную мощность по сети до Q' и соответственно реактивную составляющую потери напряжения. За счет этого можно увеличить активную мощность до такого значения мощности P_k , при которой общая потеря напряжения останется неизменной. Так как при подключении новой нагрузки

возрастет также и потребляемая реактивная мощность, то при неизменном $\cos\varphi$ треугольник мощностей займет положение $S_k Q_k P_k$. Исходя из равенства потерь напряжения до и после компенсации, можно записать

$$PR + QX = P_k R + Q_k X.$$

Из диаграммы (см. рис. 1.5) следует:

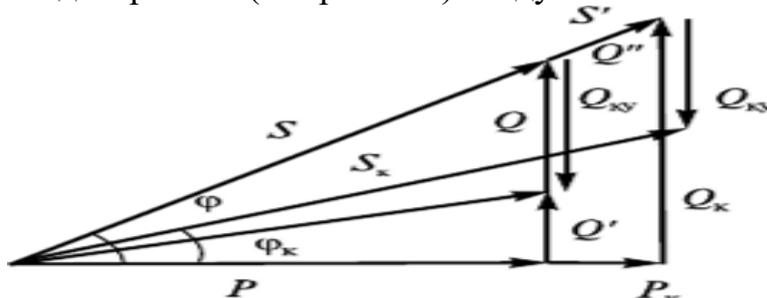


Рис. 1.5. Векторная диаграмма для определения мощности компенсирующего устройства

Тогда

$$PR + PX \operatorname{tg}\varphi = P_k R + P_k X \operatorname{tg}\varphi - Q_{ky} X.$$

Отсюда активная мощность, которую можно передать при установке устройства поперечной компенсации мощностью Q_{ky}

$$P_k = P + \frac{Q_{ky} X}{R + X \operatorname{tg}\varphi} = P + \frac{Q_{ky}}{\frac{R}{X} + \operatorname{tg}\varphi}.$$

1.3 Допустимая потеря напряжения

Если требуется повысить предел передаваемой мощности, ограничиваемый допустимой потерей напряжения с P до P_k , то необходимая мощность компенсирующего устройства

$$Q_{ky} = (P_k - P) \left(\frac{R}{X} + \operatorname{tg}\varphi \right).$$

6. *Применение устройств продольной компенсации.* Как известно, устройства продольной (последовательной) компенсации выполняются в виде конденсаторных батарей, которые включаются в рассечку линий электропередач.

Если при заданной площади сечений проводов пропускная способность ограничивается допустимой потерей напряжения ΔU , то ее можно повысить включением устройства продольной компенсации, которая позволяет уменьшить потерю напряжения. При исходной предельной мощности P можно записать

$$\Delta U_{\text{доп}} = (PR + QX) / U = P(R + X \operatorname{tg}\varphi) / U.$$

Отсюда

$$P = \Delta U_{\text{доп}} U / (R + X \operatorname{tg} \varphi).$$

Если после включения устройства продольной компенсации и увеличения передаваемой активной мощности $\cos \varphi$ остается прежним, то новое максимальное значение передаваемой мощности

$$P_c = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi},$$

где k_c — степень продольной компенсации, определяемая отношением емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии

$$k_c = x_c / X.$$

Относительное увеличение пропускной способности за счет устройства продольной компенсации составит

$$P_c / P = \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}.$$

Таким образом, эффективность повышения пропускной способности зависит от параметров линии R и X , коэффициента мощности и степени продольной компенсации.

Максимальная передаваемая мощность по условию допустимой потери напряжения при установке устройства продольной компенсации выразится формулой

$$P_c = P \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}.$$

При полной компенсации индуктивного сопротивления линии ($k_c = 1$)

$$P_c = P \left(1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi \right).$$

Принципиально возможна и перекомпенсация индуктивного сопротивления линии ($k_c > 1$).

Из формул видно, что продольная компенсация наиболее эффективна при больших отношениях X/R и малых значениях коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Если требуется повысить пропускную способность с P_0 до P , то из формулы после преобразований можно получить необходимую степень компенсации индуктивного сопротивления линии:

$$k_c = \left(1 - \frac{P}{P_0} \right) \left(1 + \frac{R}{X \operatorname{tg} \varphi} \right).$$

- 7. Увеличение числа параллельных линий.
- 8. Применение глубоких вводов.
- 9. Сооружение дополнительных питающих подстанций.

2. Механические способы повышение пропускной способности

Анализ динамики роста производства электроэнергии в Казахстане за период с 2000 по 2013 год позволяет сделать вывод о наличии положительной динамики в отрасли – объём производства, а также потребления электроэнергии постоянно увеличивается (рисунок 2.1).



Рисунок 2.1 – Динамика производства/потребления электроэнергии в РК

Повышение пропускной способности воздушных линий обусловлено быстрым ростом потребления электроэнергии во всех странах мира. Растет число городов-мегаполисов, что требует обеспечения глубокого ввода мощности в центры городов и крупных промышленных предприятий. Слишком дорогой становится земля под полосы отчуждения ВЛ, повышаются требования к экономичности и экологии, снижению сроков строительства ВЛ, безопасности и защите от электромагнитных полей и помех от них, что требует новых подходов к сооружению воздушных каналов передачи электроэнергии. Применение новых технологий в электроэнергетике и электротехнической промышленности позволяет решить эти задачи.

Важной задачей при строительстве воздушных линий электропередачи является снижение расходов при передаче электроэнергии. Этого можно достигнуть применением новых марок проводов, современных типов изоляторов, сооружением компактных ВЛ, контролем температуры и натяжения провода, строительством воздушных линий электропередачи постоянного тока (ВЛПТ).

Для повышения технико-экономических показателей ЛЭП необходимо их развитие в следующих направлениях:

- строительство компактных ВЛ с применением новых конструкций опор, позволяющих повысить пропускную способность ЛЭП;
- повышение нагрузочной способности и снижение провеса проводов ВЛ;
- повышение номинального напряжения ВЛ;
- повышение нагрузки ВЛ с учетом метеословий;
- замена традиционных марок проводов на провода с улучшенными эксплуатационными характеристиками (термостойкие провода, провода с уменьшенным провесом);
- непрерывный контроль пропускной способности ВЛ;

2.1 Строительство новых линий

В этом случае возможны следующие варианты: размещение дополнительной линии на существующих опорах; строительство новой линии в том же коридоре.

Предпочтительным является размещение дополнительной линии на существующих опорах из-за нехватки ширины полосы отчуждения и появления возможности повышения напряжения или увеличения числа цепей на одной опоре.

С другой стороны, простейшим и самым эффективным методом «усиления» электрической сети является прокладка новых ВЛ в существующих коридорах с использованием усовершенствованных видов проводов повышающих пропускную способность линий. Однако, в промышленно развитых странах экономически более целесообразна реконструкция действующих ВЛ.

2.2 Повышение рабочих напряжений

Значительное повышение пропускной способности линий и снижение потерь электроэнергии в них достигается применением более высоких уровней напряжения. При этом требуются усиление изоляции и расширение коридора, что связано с заменой изоляторов и изменением размещения проводов для обеспечения необходимых воздушных промежутков между ними и землей. Необходимо так же учитывать замену трансформаторного оборудования и применение более высоких опор и усиление фундаментов.

Повышение рабочего напряжения часто позволяет при замене ВЛ использовать прежнюю ширину коридора и для реконструкции существующей ВЛ требуются меньше времени на их замену, а технические решения достаточно простые. Целесообразность перевода на другой класс напряжения определяется конструкцией ВЛ и существующей шириной коридора трассы ВЛ.

2.3 Повышение нагрузки действующей линии

Наиболее оптимальное решение при повышении пропускной способности действующих линий - сохранение имеющихся проводов, так как замена проводов связана с большим перерывом в работе ВЛ. При сохранении прежних проводов требуется изменить для них верхнюю рабочую температуру в пределах, допустимых по статистике погодных условий, при этом дополнительный нагрев проводов ограничивается их провесом и техническими условиями старения материала проводов.

Стандартные алюминиевые сплавы могут продолжительно работать при температурах 90°-100°С. При долгосрочном повышении нагрузочной способности, простейший выход – увеличение нагрузки на существующие провода, но при этом необходимо учитывать увеличение провеса в пролетах и возможности соединительных зажимов. Наибольшие ограничения связаны с условием увеличения провеса проводов и соответственно уменьшения расстояния до земли в пролете. При этом необходимо оценивать возможные значения температуры провода, особенно в пролетах с критическим провесом. Такие линии при повышении номинальной нагрузки должны проверяться визуально с вертолета.

2.4 Ограничение провеса проводов

Для ограничения провеса провода при увеличении нагрузки применяются следующие меры:

- повышение натяжения провода;
- изменение конструкции подвески;
- укорочение изолирующей подвески без уменьшения ее электрической прочности.

Увеличение провеса провода может быть допущено путем подъема точки подвеса провода - замена поддерживающей гирлянды на натяжную.

Возможность повышения нагрузки с помощью увеличения провеса провода на существующей линии зависит от максимально допустимой температуры, длины пролета и типа провода.

Снижение провеса провода с помощью увеличения его натяжения возможно при условии, что этот провод находится в хорошем состоянии, а имеющееся его натяжение относительно низкое. Увеличение натяжения может привести к снижению надежности провода и системы его подвески. При этом возрастает риск воздействия эоловой вибрации на срок службы провода и возможность усиления механических воздействий при гололеде или штормовом ветре (установка дополнительных гасителей вибрации).

Натяжение провода может быть снижено уменьшением длины пролета в критических зонах, установкой подпорок в середине пролета или критических местах линии (длинный пролет, неудобный рельеф местности, участки с повышенной солнечной радиацией).

2.5 Повышение нагрузки ВЛ с учетом метеоусловий

Повышение средней рабочей температуры провода на основе статистических данных о погодных условиях на трассе линии (или многих линий) позволяет значительно увеличить нагрузку линии, если среднее значение ветра и температуры, принимаемые при проектировании линии, выбраны с большим запасом. Статистическое повышение нагрузки для увеличения пропускной способности ВЛ обуславливает минимальные затраты, но неопределенность реальных условий сохраняет некоторый риск сверхдопустимого провеса проводов.

При использовании динамического метода, обеспечивающего контроль и регулирование нагрузки на основании данных (от датчиков температуры и провеса проводов вдоль линии), исключаются опасные режимы работы ВЛ. Контроль в реальном времени метеоусловий или температуры провода позволяет диспетчеру оперативно повышать нагрузку линии, но при этом должна быть обеспечена возможность некоторого изменения режима и соответствующее его планирование.

Динамический контроль позволяет увеличить допустимую нагрузку на 5-20%, а изменение структуры пролета (обеспечение допустимого провеса) на 20-50%. Использование проводов с малым провесом и нагревостойких проводов позволяет поднять нагрузку на 50-100% (с увеличением потерь). Еще большие кратности могут

быть достигнуты с применением проводов большего сечения (но с усилением опор), а применение динамического контроля в дополнение к этим мерам позволяет ещё увеличивать нагрузку.

3 Новые конструкции проводов ВЛ

В настоящее время наблюдается резкое увеличение потребления электрической энергии как в промышленной, так и в социальной сферах. Это требует от передающих и распределительных электросетевых компаний вести поиск новых решений при реконструкции и строительстве линий электропередачи. Создание новых технологий и инновационных решений в области проводов для ЛЭП направлено на реализацию следующих насущных задач сетевиков:

- увеличение количества передаваемой электроэнергии за счёт использования существующих высоковольтных линий;
- уменьшение стрелы провеса и увеличение расстояния между опорами при строительстве новых линий электропередачи;
- ограничение обледенения ЛЭП в районах с высокой влажностью и резкими перепадами температур;
- повышение стойкости проводов к воздействию больших механических нагрузок;
- обеспечение более высокого уровня надёжности передачи электрической энергии при минимизации общих капиталовложений в строительство и реконструкцию линий.

Для решения этих задач инновационные виды проводов можно классифицировать по 3 группам (рисунок 3.1).



Рисунок 3.1 – Виды неизолированных проводов

3.1 Конструкции компактных проводов

3.1.1 Компактный провод Aero-Z

Надежная система электроснабжения – основа для перевода Казахстанской экономики на путь инновационного развития. На сегодняшний день темпы развития энергохозяйства Казахстана не соответствуют потребностям экономики. По мере возможного обеспечивается должное электроснабжение потребителей всех категорий, но существуют серьезные проблемы, связанные, прежде всего, с транспортировкой электроэнергии. Устаревшие провода марки АС в существующих линиях электропередач (ЛЭП) имеют низкую проводимость, низкую механическую прочность, плохо противостоят погодным явлениям и дают большие потери при передаче. Устранить данные недостатки могут новые провода, разработанные зарубежными специалистами.

Концерн Nexans предлагает новые высокотехнологичные провода для линий электропередачи 110–1150 кВ. Провод представляет собой полностью связанные между собой проводники, состоящие из одного или нескольких концентрических слоев круглых проволок (внутренние слои) и проволок в виде буквы «Z» (внешние слои). Каждый слой провода имеет скрутку по длине, выполненную с определенным шагом [6].

Внутренняя часть провода (рисунок 2.2) аналогична обычному проводу типа АС за исключением того, что внутренние проводники могут быть изготовлены не только из стали, но и из алюминия или алюминиевых сплавов. Более того, один или несколько проводников могут быть полыми и содержать внутри оптические волокна. Внешние же слои провода выполняются из алюминиевых проводников, имеющих форму буквы «Z», причем проводники очень плотно прилегают друг к другу.

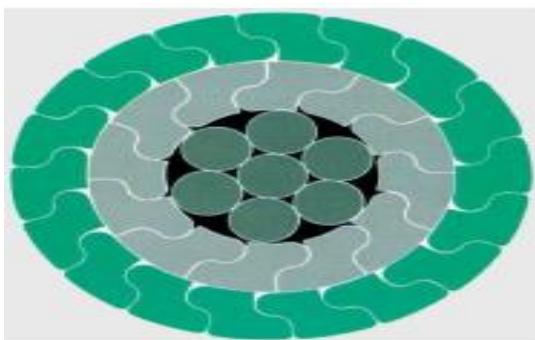


Рисунок 3.2 – Конструкция провода Aero-Z

Таким образом, за счет более плотной скрутки проводников и более гладкой внешней поверхности возможно использование более тонких и более легких проводов (без стального сердечника). Это, в свою очередь приводит к снижению электрических потерь в проводах (на 10–15 %), в том числе потери на корону, и повышению механической прочности конструкции.

Лабораторный тест на воздействие удара молнии показал, что при повреждении до 5 Z-образных проводников сохраняется полная механическая прочность данного

провода. Также, благодаря плотной скрутке практически исключается проникновение во внутренние слои воды и загрязнений, следовательно, снижается коррозия внутренних слоев провода. Более гладкая, чем у обычного провода, внешняя поверхность Аеро-Z существенно снижает потери на корону (напряженность электрического поля, при которой возникает коронный разряд, у Аеро-Z примерно на 15 % выше, чем у обычного провода).

За счет более гладкой внешней структуры провод Аеро-Z имеет примерно на 30–35 % меньшее аэродинамическое сопротивление ветровым нагрузкам по сравнению с обычным проводом, что приводит к резкому уменьшению так называемой «пляски» проводов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении, что в свою очередь значительно облегчает работу опор и гирлянд изоляторов при сильных ветрах.

Особого внимания заслуживает поведение провода в условиях налипания снега. Для традиционного провода характерна схема, представленная на рисунке 3.3. По мере накопления мокрого снега на проводе центр тяжести смещается (2), и провод в полете поворачивается (3). Однако снег продолжает падать, и цикл продолжается сначала. В результате традиционный провод получает дополнительные крутящие моменты или начинает расплетаться (в зависимости от направления ветра). Провод Аеро-Z, обладая более высоким сопротивлением кручению, в этих условиях практически не поворачивается, что приводит к самосбросу излишнего снега под действием силы тяжести (рисунок 2.4).

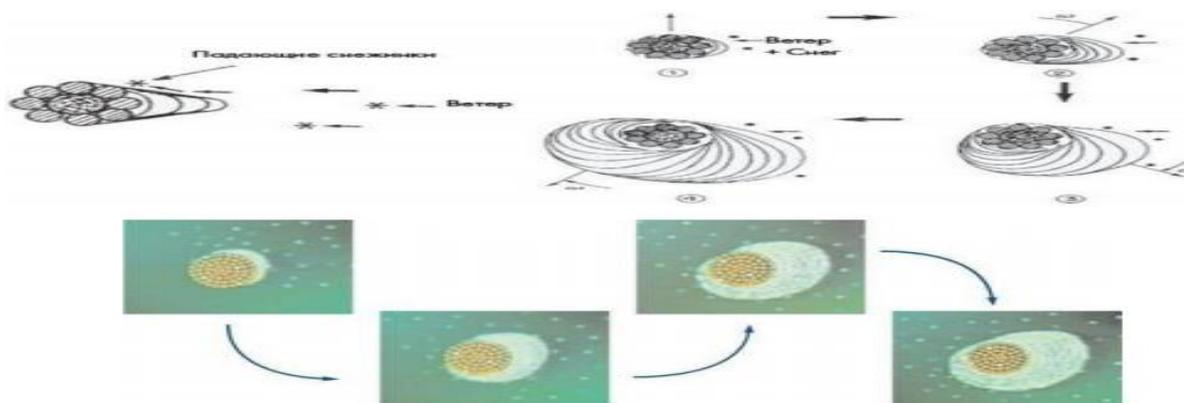
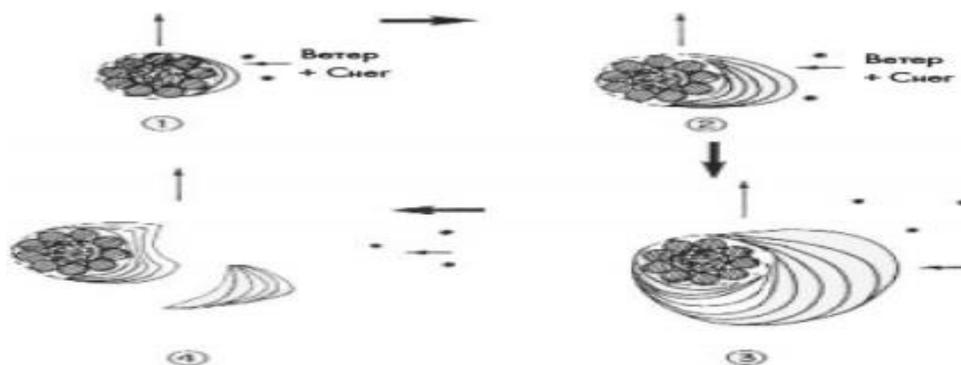


Рисунок 3.3 – Схема налипания снега на обычный провод



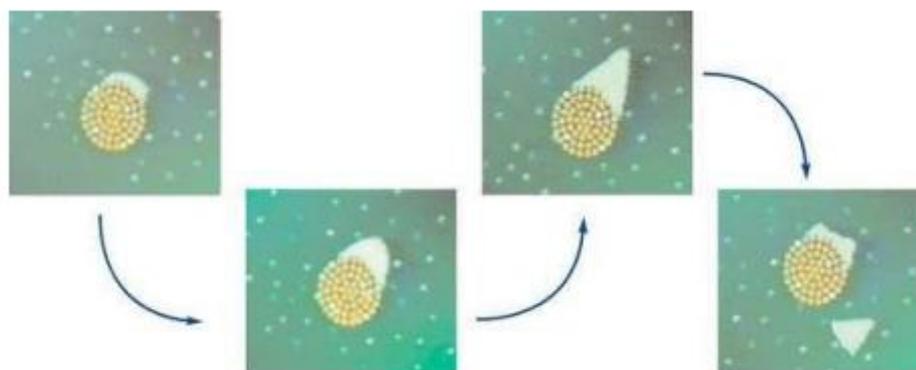


Рисунок 3.4 – Схема налипания снега на провод Аеро-Z

Сравнительные характеристики провода АС–240/39 и аналогичного ему провода АЕРО-Z типа 301–2Z приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Сравнительные характеристики проводов

Параметр	Провод марки АС	Провод марки Аеро-Z
Удельное сопротивление, Ом/км	0,1222	0,1094
Удельная масса, кг/км	952	844
Диаметр, мм ²	21,6	21
Усилие на разрыв, кг	80895	99500

Таким образом, удельное сопротивление провода Аеро-Z на 10,5% меньше, соответственно, на столько же меньше тепловые потери в проводе при транспортировке электроэнергии. Удельная масса Аеро-Z на 12% меньше, чем у провода АС, диаметр – на 3%. Значение величины «усилие на разрыв» отличается на 23%.

Таким образом, использование проводов марки АЕРО-Z обусловлено: необходимостью увеличения пропускной способности существующих линий; снижением механических нагрузок, прикладываемых к опорам ЛЭП из-за «пляски» проводов; повышением коррозионной стойкости проводов и тросов; снижением риска обрыва провода при частичном повреждении нескольких внешних проволок из-за внешних воздействий, в том числе в результате удара молнии; улучшенными механическими свойствами проводов при налипании снега или образовании льда.

Следовательно, явными преимуществами провода Аеро-Z по сравнению с обычным марки АС будут:

- возможность при том же сечении передавать большие токи;
- возможность при том же весе провода использовать большие сечения, тем самым снизить тепловые потери при передаче электроэнергии и решить проблему перегрузок линии;

- значительное снижение обледенения и налипания снега на провода за счет компактности внешнего слоя проволок;
- значительное снижение аэродинамического сопротивления, уменьшение «пляски» проводов в районах с большими ветровыми нагрузками и, как следствие, снижение уровня усталости металла в проводе и увеличение жизненного цикла за счет самогашения колебаний;
- улучшение эксплуатационных показателей ЛЭП, включая снижение уровня шума в населенных районах;
- предотвращение внутренней коррозии провода, снижение вероятности обрыва при внешних воздействиях, что обеспечивает более длительные сроки эксплуатации провода (45 лет и более) по сравнению с обычными проводами для ЛЭП.

Компактный провод АСк2у

Компактированный провод состоит из сердечника, обеспечивающего механическую прочность провода, и нескольких концентрических повивов профилированных алюминиевых проволок трапециевидной формы.

Провода марки АСк2у изготавливаются по ТУ 16.К03-53-2012 и предназначены для передачи электроэнергии в воздушных электрических сетях на напряжение 35-750 кВ.

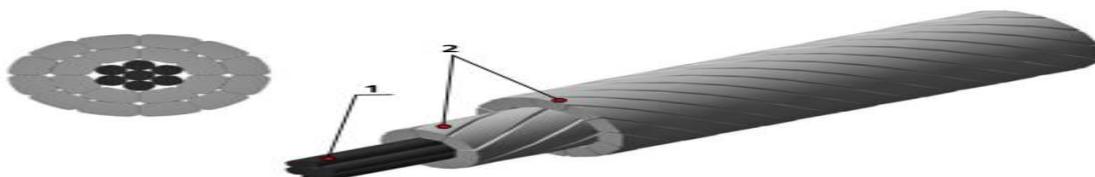


Рисунок 3.5 – Конструкция провода марки АСк2у: 1 – сердечник из высокопрочных стальных проволок, 2 – повивы из алюминиевых проволок

Особенности конструкции

В проводах марки АСк2у используются алюминиевые проволоки трапециевидной формы, их применение позволяет сделать внешнюю поверхность провода практически гладкой и уменьшить диаметр провода. По сравнению с традиционным проводом марки АС с такой же площадью поперечного сечения, диаметр провода марки АСк2у меньше в среднем на 10%. Меньший диаметр провода способствует уменьшению аэродинамической и гололедной нагрузки, а также снижению самой вероятности образования наледи на проводе.

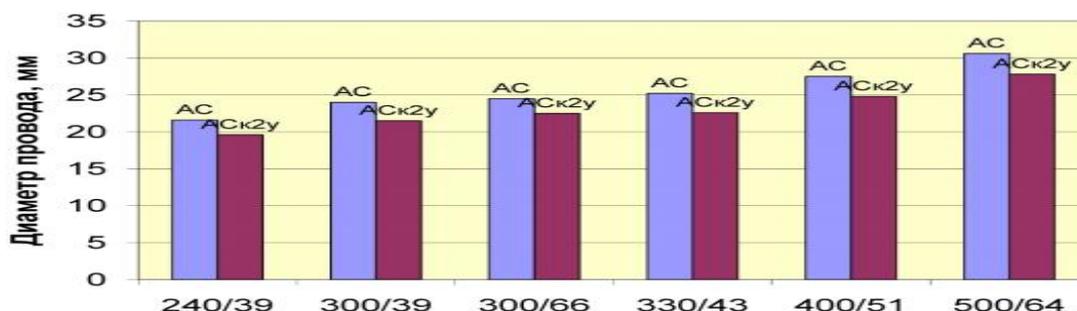


Рисунок 3.6 – Сравнение диаметров проводов АС и АСк2у

Применение высокопрочной стальной проволоки

Сердечник провода АСк2у состоит из высокопрочных стальных проволок с цинкоалюминиевым покрытием, изготовленных по стандарту ASTM В 958-08. Прочность применяемых проволок на 20% выше по сравнению с проволокой традиционно применяемой в проводах марки АС. С применением высокопрочной стальной проволоки увеличивается механическая прочность сердечника и провода в целом.

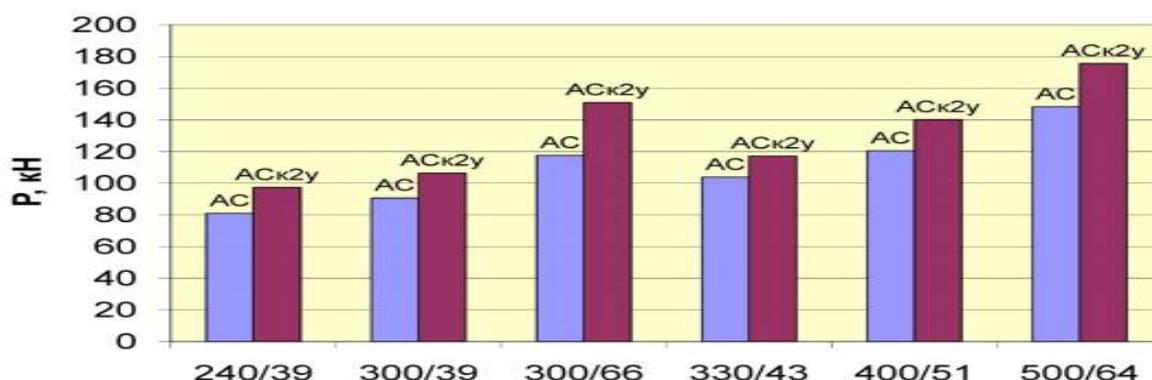


Рисунок 3.7 – Сравнение механической прочности проводов АС и АСк2у

Использование провода АСк2у при реконструкции существующих ЛЭП позволит уменьшить стрелы провеса провода, уменьшить вероятность обрыва проводов в результате стихийных природных воздействий.

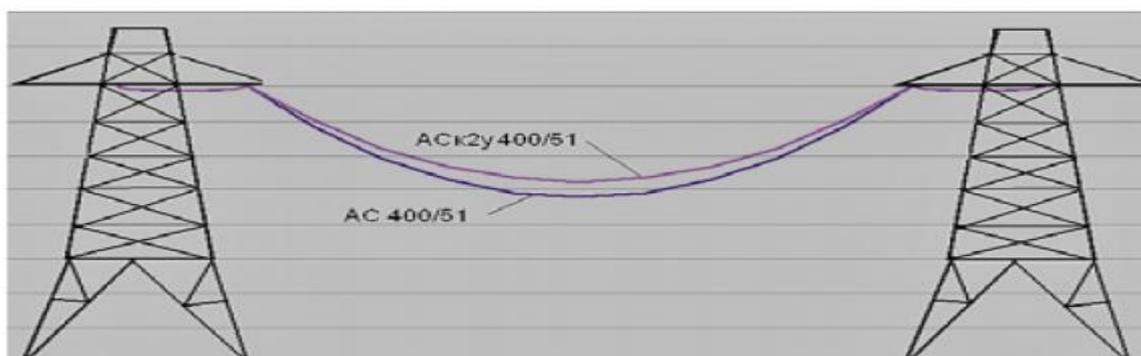


Рисунок 3.8 – Сравнение стрелы провеса проводов АС и АСк2у

Применение проводов АСк2у при сооружении новых ЛЭП будет способствовать уменьшению числа промежуточных опор за счет увеличения расстояния между ними, сокращая тем самым капитальные затраты на строительство и его время.

Энергосбережение

Фактическое электрическое сопротивление проводов марки АСк2у в среднем на 2-5% меньше соответствующих значений электрического сопротивления проводов марки АС одинакового сечения. За расчетный период эксплуатации провода на ЛЭП экономятся миллионы кВт*ч электрической энергии. Расчеты показывают, что

экономический эффект для ЛЭП протяженностью несколько десятков километров составляет десятки миллионов тенге.

Применяемые материалы

Для изготовления проводов применяются следующие материалы:

- катанка алюминиевая по ГОСТ 13483-78
- Высокопрочная стальная проволока по ASTM В 958-08.

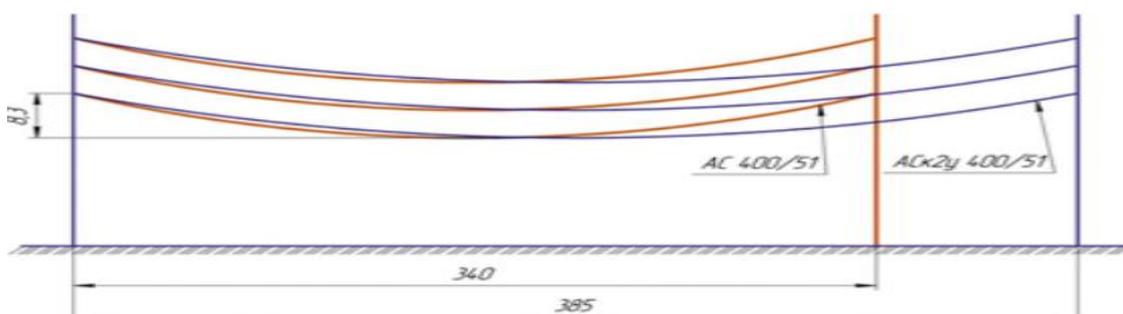


Рисунок 3.9 – Сравнение длины пролета проводов AC и ACк2у

3.2 Конструкции высокотемпературных проводов

Высотемпературный провод ACCR

Этот провод способен передавать в два - три раза больше мощности (таблица 2.9), чем обычный провод такого же сечения при одновременном улучшении механических и прочностных характеристик. Помимо повышенной нагрузочной способности провод ACCR обладает меньшей массой, большей прочностью, более высокой теплостойкостью и устойчивостью к провисанию по сравнению с применяемыми в настоящее время проводами.

Таблица 3.2 – Сравнение основных показателей проводов ACCR Hawk и AC

Тип провода	Диаметр, мм	Прочность, Н	Вес, кг/км	Токковая нагрузка, А
AC 240/39	21,6	75050	921	610
ACCR Hawk 477-T16	21,6	85348	793	1167

Провод более устойчив к коррозии, обладает повышенным сопротивлением к усталости и безвреден для окружающей среды. Это изобретение является поистине революционным и считается первым важным прорывом в области транспортировки электроэнергии по воздушным ЛЭП с тех пор, как в начале XX века появился широко применяемый и сегодня сталеалюминевый провод.

Провод ACCR имеет традиционную конструкцию, состоящую из сердечника и внешних токоведущих жил (рисунок 3.10).



Рисунок 3.10 – Конструкция проводника АССР

Уникальные свойства провода обеспечиваются за счёт использования достижений современной науки в области наноматериалов. Композитный сердечник образован из нескольких проволок диаметром от 1,9 до 2,9 мм. Каждая проволока изготовлена из алюминия высокой чистоты, в который внедрены более 20000 непрерывных продольных нановолокон оксида алюминия (Al_2O_3). Эти волокна придают материалу сверхвысокую прочность.

Внешне композитный сердечник выглядит как обыкновенный алюминиевый провод, но его механические и физические свойства значительно превосходят алюминиевые и стальные аналоги:

- прочность композитного сердечника сравнима со стальным и в 8 раз выше алюминиевого;
- масса в 2 раза меньше стального и всего на 20% больше массы чистого алюминия;
- электропроводность в 4 раза выше электропроводности стального сердечника;
- коэффициент теплового расширения в 4 раза меньше, чем у алюминиевого, и в 2 раза меньше, чем у стального;
- жёсткость в 3 раза выше, чем у алюминиевого сердечника.

Таким образом, механические и физические свойства данного провода позволяют выполнять одиночные пролёты длиной 1,5 - 2 км. Примером служит проект перехода через реку линии 230 кВ в штате Ванкувер (Канада) длиной 1,8 км.

Внешние токоведущие жилы провода АССР изготавливаются из теплостойкого высокопрочного сплава алюминий-цирконий ($Al-Zr$) с наночастицами Al_3Zr . Сплав $Al-Zr$ имеет прочность, аналогичную стандартному алюминию 1350-H19, но его микроструктура сформирована так, что он сохраняет эту прочность при высоких температурах. Если обычный алюминий при температуре 120–150°C отжигается и резко теряет прочность, то сплав $Al-Zr$ сохраняет свои свойства до 210°C, с пиковыми нагрузками до 240°C. Эффект упрочнения достигается за счёт образования наночастиц (дисперсоидов) Al_3Zr , равномерное распределение которых достигается при оптимальном выборе концентрации циркония в сплаве (0,3–0,4%Zr), а также за счёт термомеханической обработки в процессе литья, прокатки и волочения. Следует отметить, что размеры дисперсоидов (около 10 нанометров) не изменяются в процессе последующей деформации при волочении и отжиге катанки.

Провод АССР поставляется сечением от 120 до 1600 мм². Разделка, сращивание и оконцевание провода производятся традиционными методами. Провод АССР обладает малым весом – он всего на 20 % тяжелее провода из чистого алюминия. Провод достаточно легко монтируется на имеющиеся опоры, в результате продлевается жизнь старых конструкций, что даёт значительный экономический эффект. Пример ниже отражает затраты электросетевой компании на строительство параллельной линии для существующей с целью увеличения передаваемой мощности по сравнению с затратами на реконструкцию существующей линии с помощью провода АССР (рисунок 3.11). Данная схема отражает лишь общий принцип образования экономии при использовании провода АССР. В каждом конкретном случае размер той или иной составляющей общей стоимости может варьироваться в значительных пределах.

Новый провод превосходно показал себя в экстремальных условиях, таких как режимы чрезвычайно низких или высоких температур, повышенная влажность, воздействие солёной воды, сильные ветры, вибрация, ультра-фиолетовое излучение. Применение провода АССР в этих условиях позволяет значительно сократить затраты на ремонт линий и замену подвергающихся коррозии участков. Провод прошёл масштабные лабораторные и линейные испытания и с 2005 г. введён в коммерческую эксплуатацию. В настоящее время семь основных энергетических сетей общего пользования США используют провод АССР либо строят линии с его использованием. В мире АССР уже используется более чем в 20 электросетевых компаниях, в частности, в Канаде, Бразилии, Китае, Индии, Франции. С 2008 года было осуществлено несколько проектов с использованием провода 3М АССР в России, и российские сетевые компании смогли убедиться в выгоде применения такого специализированного решения.

Таким образом, использование проводника АССР в электросетях Казахстана является необходимым фактором устойчивого развития электроэнергетики республики, позволит реализовать программу по модернизации электроэнергетического сектора в кратчайшие сроки с наименьшими капитальными вложениями, что положительно скажется на развитии экономики страны в целом.

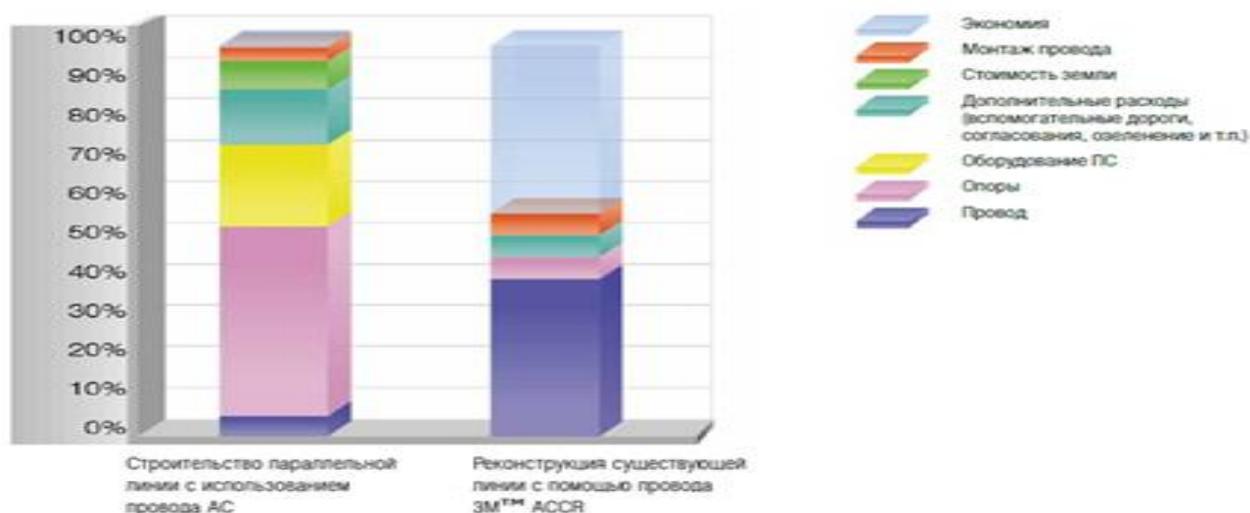


Рисунок 3.11 – Экономическая эффективность применения проводника АССР

Высотемпературный провод АСТ

Воздушная линия работает в естественных климатических условиях и подвергается ветровым и гололедным нагрузкам, изменениям температуры окружающего воздуха, воздействию грозы. Все климатические условия фиксируются на метеостанций вся территория РК разделена на районы:

Провода марки АСТ состоят из стального сердечника и проволок из алюминиевого термостойкого сплава, скрученных концентрическими повивами поверх стального сердечника.

Провода марки АСТ изготавливаются по ТУ 16.К03-49-2009 и предназначены для передачи электрической энергии в воздушных электрических сетях напряжением 35-750 кВ.

Провода марки АСТ соответствуют требованиям ГОСТ 839-80, МЭК 61089, МЭК 60888, МЭК 60889, МЭК 61284, техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС». Вид климатического исполнения УХЛ, категория размещения 1 и 2 по ГОСТ 15150.

Пример условного обозначения провода сечением токопроводящей части 240 мм² и стального сердечника 39 мм² при заказе и в документации изделия: провод АСТ 240/39 ТУ 16.К03-49-2009.

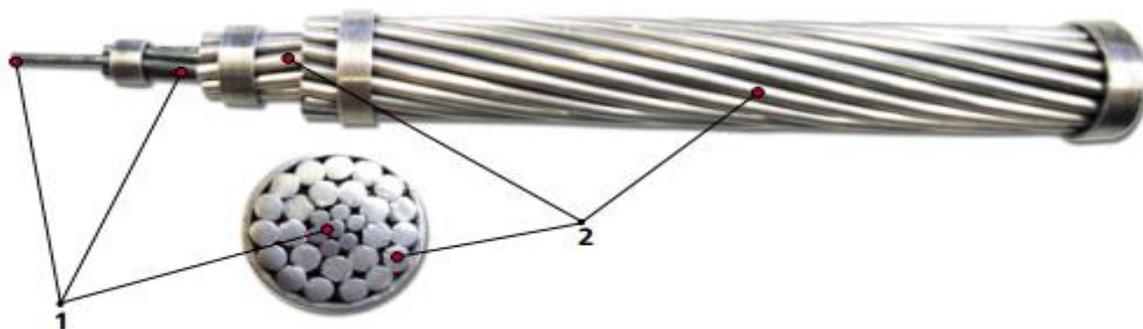


Рисунок 3.12 – Конструкция провода марки АСТ: 1 – стальной сердечник, 2 – алюминиевый сплав

Основные преимущества:

- обладают повышенной механической и термической стойкостью;
- провода марки АСТ способны передавать бóльшие токи, а, значит, и подводить бóльшие мощности к потребителям;
- благодаря одинаковой конструкции с традиционными проводами АС, не требуют глобальной перестройки линии, специального оборудования и арматуры или обучения персонала;
- благодаря высокой термической стойкости провода, необходимое время на плавку гололеда, а также связанные с этим процессом издержки и затраты сокращаются;
- при работе в области высоких температур способны противостоять обледенению без применения средств борьбы с гололедом;
- применение провода способно существенно снизить капитальные затраты при строительстве новых линий и модернизации существующих участков;

- обеспечивают бесперебойную работу линий электропередач в режимах пиковых нагрузок, аварийных и послеаварийных режимах работы;
- повышают надежность передачи электроэнергии и электроснабжения потребителей.

Таблица 3.3 – Основные отличия провода АСТ от АС

Характеристика	АС	АСТ
Рабочая температура, (С)	90	210
Краткосрочный нагрев, до 30 мин, (С)	120	240
Допустимая температура при КЗ < 1с, (С)	220	300
Токонесущая способность, (А)	$I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}}+50\%$
Передаваемая мощность, (Вт)	$W_{\text{раб}}$	$1,5 * W_{\text{раб}}$

3.3 Продольная компенсация реактивной мощности

С целью повышения эффективности работы уже существующих линий электропередач, а так же для улучшения их пропускной способности, применяют устройства продольной компенсации реактивной мощности. На сегодняшний день обилие разнообразных генерирующих источников различной мощности, как и высоковольтных линий, особенно тех, что передают электроэнергию на большие расстояния, приводит к возрастающему спросу на повышение не только надежности энергосистем в целом, но и на улучшение их экономичности.

Есть два пути, позволяющих увеличить пропускную способность линий электропередач, первый из которых — увеличение непосредственно сечений линий, а второй — использование схем продольной компенсации реактивной мощности. Второй путь — продольная компенсация реактивной мощности, - оказывается более экономичным способом достижения поставленной цели как для межсистемных, так и для внутрисистемных связей.

Известно, что при передаче по проводам реактивной мощности, имеют место значительные падения напряжения и возрастания тока в участках электрических сетей, и это создает ограничения для передачи полезной, активной мощности.

Продольная компенсация реактивной мощности предполагает дополнительное включение конденсаторов последовательно с нагрузкой через вольтодобавочный или разделительный трансформаторы, что позволяет достичь автоматического регулирования напряжения в зависимости от текущей величины тока нагрузки.

Конечно, при продольной компенсации неизбежны и аварийные режимы, причинами которых могут стать:

- рас шунтирование конденсаторов, могущее вызвать перенапряжение;
- явление феррорезонансная;
- повреждения конденсаторов изнутри.

Чтобы избежать повреждений от резкого повышения напряжения конденсаторы в такие моменты должны автоматически шунтироваться высоковольтным выключателем или мгновенно разрядаться через искровой промежуток.

Так как конденсаторы для продольной компенсации реактивной мощности включаются последовательно в цепь переменного тока, то через них течет полный ток линии, исследователно, ток короткого замыкания, в случае возникновения такового, тоже потечет через них.

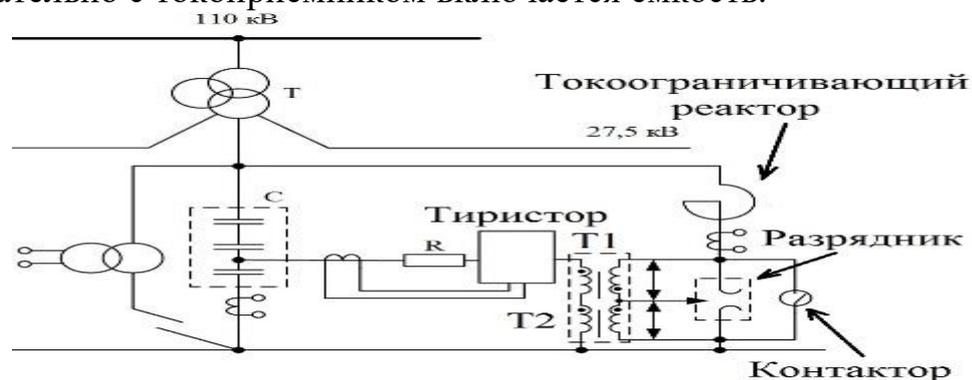
Для увеличения пропускной способности, продольная компенсация применяется в высоковольтных линиях, чем обеспечивает устойчивость энергосистем, которые включают в себя эти линии.

При продольной компенсации ток конденсатора равен текущему через него полному току нагрузки I , и мощность батареи конденсаторов Q является величиной переменной, зависящей от нагрузки в каждый конкретный момент времени. Эту реактивную мощность можно вычислить по формуле:

$$Q_k = I^2 / \omega C$$

И поскольку мощность на конденсаторах в процессе продольной компенсации не остается постоянной, то и напряжение повышается на величину, которая оказывается пропорциональна изменению реактивной нагрузки данной линии, то есть напряжение на конденсаторах так же отнюдь не постоянно, как это имеет место при поперечной компенсации реактивной мощности.

Сегодня пользуются большой популярностью переключаемые установки емкостной продольной компенсации. Такие установки применяются с целью снижения влияния индуктивной составляющей реактивного сопротивления трансформаторов тяговых сетей и тяговых подстанций на напряжение, прикладываемое к токоприемнику электровоза. Здесь, как говорилось выше, последовательно с токоприемником включается емкость.



На приведенном рисунке показана схема, где изображена лишь одна секция конденсаторов продольной компенсации, которых на самом деле несколько, подключенных параллельно между собой.

Напряжение на низковольтные обмотки трансформаторов Т1 и Т2, соединенных последовательно, подается от одного ряда конденсаторов через тиристорный ключ и ограничительный резистор. При этом высоковольтные

обмотки данных трансформаторов соединены встречно, и при сквозном коротком замыкании напряжение на конденсаторах растет.

В момент, когда напряжение достигает уставки, тиристорный ключ срабатывает, и тут же зажигается дуга трехэлектродного разрядника. Когда вакуумный контактор включается, дуга в разряднике гаснет.

К достоинствам таких установок продольной компенсации относятся:

- симметричное напряжение на шинах;
- снижение колебаний напряжения и повышение его уровня на электроприемниках.

Минусы:

- тяжелые рабочие условия для конденсаторов установки в сравнении с поперечной компенсацией, поскольку ток короткого замыкания тяговой сети протекает через конденсаторы, и здесь нужна надежная сверхбыстродействующая защита;
- перегрузка конденсаторов в опасных режимах: вынужденном, аварийном, послеаварийном.

К преимуществам применения установок продольной компенсации в целом относятся:

- увеличение передаваемой по линии мощности;
- повышение стабильности работы энергосистем при пиковых нагрузках;
- значительное снижение потерь активной мощности;
- повышение качества электроэнергии в сетях;
- высокая экономичность распределения мощности в параллельных линиях;
- исчезает необходимость возведения генерирующих источников на удаленных территориях;
- межсистемные сечения и технические параметры линий не нуждаются в увеличении.

Главное экономическое достоинство применения устройств продольной компенсации заключается в энергосбережении. Мало того, что повышается качество электроэнергии, так еще и количество линий электропередач может быть снижено, если применяется продольная компенсация реактивной мощности. Защита окружающей среды становится естественным следствием внедрения данной технологии, особенно в крупных масштабах.

Стоимостные показатели установок таковы, что новая линия электропередач обходится в 10 раз дороже, чем устройство продольной компенсации, дающее ту же пропускную способность. В итоге окупаемость такой системы составляет лишь несколько лет, по сравнению с традиционными ЛЭП.

Чтобы достичь лучшего эффекта от компенсации реактивной мощности, следует применять регулируемые установки с совместной работой продольной и поперечной компенсации.

3.4 Поперечная компенсация реактивной мощности

Параллельное включение компенсирующих устройств в электрическую систему в целях изменения реактивных параметров линий электропередачи (ЛЭП) переменного тока и реактивной мощности, потребляемой в системе. В ЛЭП большой протяжённости для П. к. применяют преимущественно реакторы электрические); их устанавливают на электрических подстанциях и переключательных пунктах. Реакторы поглощают реактивную мощность, обусловленную распределённой ёмкостью ЛЭП. Благодаря включению реакторов улучшается распределение напряжения вдоль ЛЭП и создаются условия для повышения пропускной способности электропередачи снижаются внутренние перенапряжения, обеспечиваются особые режимы ЛЭП (например, холостой ход, синхронизация, автоматическое повторное включение и т.д.). П. к. в электрических сетях осуществляется при помощи батарей конденсаторов электрических, компенсаторов синхронных) и синхронных электродвигателей). Посредством этих устройств обеспечивают требуемые значения напряжения и уменьшают потери электроэнергии в электрической сети. Синхронные компенсаторы чаще всего устанавливают на электрических подстанциях районных электрических сетей, батареи электрических конденсаторов — на подстанциях потребителей электроэнергии и непосредственно у потребителей.

Перспективно применение регулируемых статических устройств П. к., позволяющих непрерывно и практически безынерционно изменять генерацию или потребление реактивной мощности. Такие устройства выполняют в виде вентильных установок с искусственной коммутацией или в виде подмагничиваемых реакторов. Они улучшают режимы работы электрических системы при резких колебаниях нагрузки, повышают пропускную способность ЛЭП.

В настоящее время используются коммутируемые конденсаторные установки для поперечной компенсации реактивной мощности и конденсаторные установки с непрерывным управлением. Емкостная мощность линий передачи или кабельной сети частично компенсируется параллельным шунтом из подключенных к линии реакторов, индуктивные нагрузки компенсируются шунтирующими конденсаторами. Линейные реакторы постоянно подключены к линиям передачи, чтобы обеспечить постоянную компенсацию в широком рабочем диапазоне. Шунтирующие конденсаторы обычно разделены на ступени для компенсации промежуточных нагрузок. Непрерывное управление реактивной мощностью ранее было возможно только с помощью регулирования возбуждения генераторов или специальных синхронных конденсаторных установок. Первые устройства статической компенсации строились на основе насыщенных реакторов, следующими были тиристорные установки. Основой последних устройств компенсации реактивной мощности стали преобразователи напряжения, использующие сначала запираемые тиристоры (GTO), а сейчас биполярные транзисторы с изолированным затвором (IGBT).

4 Расчет потерь электроэнергии

4.1 Краткое описание работы программы "RASTR"

Приведем краткое описание расчетной части программы "RASTR". Комплекс программы RASTR предназначен для расчета и анализа установившихся режимов электрических систем на ПЭВМ IBM PC и совместимых с ней. RASTR позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима, обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможности районирования сети, также предусмотрено графическое представление схемы или отдельных ее фрагментов вместе с практически любыми расчетными и исходными параметрами.

RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы, и в настоящее время предельный объем схемы составляет 1200-1500 узлов (в зависимости от конфигурации схемы) при минимальном числе резидентных программ.

Формат данных "Узлы":

- 1) Район - номер района, к которому относится узел;
- 2) Номер - номер узла на схеме замещения;
- 3) N - номер статической характеристики;
- 4) O - не заданы;
- 5) 1.2 - стандарты (защиты в программу);
- 6) Название - название узла (0-12 символов);
- 7) Уном - номинальное напряжение узла или модуль узла (определяется по стандартной шкале напряжения);
- 8) Pнаг, Qнаг - активная и реактивная нагрузка узла (определяется по контрольным замерам, либо используются расчетные данные);
- 9) Pген, Qген - активная и реактивная генерация узла, задаются также по контрольным замерам для тех узлов, где есть генерация;
- 10) Qmin, Qmax - минимально и максимально возможные пределы изменения генерации реактивной мощности узла (определяются по техническим возможностям оборудования). Задание пределов позволяет программе определить оптимальную генерацию по реактивной мощности для данного узла.

Формат данных "Ветви":

- 1) Nнач, Nкон - номера узлов ограничивающих линию;
- 2) R, X - сопротивление;
- 3) B - проводимость (мкСм) для ЛЭП - полная проводимость шунтов "П"-образной схемы (< 0), для трансформатора - проводимость "Г" - образной схемы (> 0);
- 4) Kт в Kт/м - вещественная и мнимая составляющая коэффициента трансформации;

Сопротивление ветви должно быть приведено к напряжению Uнач, а коэффициент трансформации определяется как отношение Uкон/Uнач.

Формат данных "Районы":

Номер - номер района;
Название - название района;
Команда "Результат"
Подкоманда "Узлы"

Результаты расчета представляются в форме таблицы, при просмотре которой пользуемся клавишами PGUP, PGDN для листания таблицы вперед и назад по страницам, стрелками для перемещения по одному узлу. На экране всегда показываються все связи узла (если они не уместаются на экране, то узел не показывается целиком). Для прямого перехода на интересующий узел необходимо набрать его номер и нажать Enter (номер > па высвечивается на первой строке экрана).

Подкоманда "Потери"

Предназначена для вывода структурного анализа потерь активной мощности по заданному району или по всей сети. Для печати таблицы - F8.

Технические характеристики программы RASTR не имеет программных ограничений на объем рассчитываемых задач. Захват оперативной памяти определяется размером рассчитываемой схемы. Расчет памяти сделан в предположении, что не установлены резидентные программы, использующие расширенную память. В процессе работы программой могут создаваться три типа файлов:

- 1) *.rge содержат информацию об исходных данных и режиме схемы и требуют 1 Кбайт дисковой памяти на 10 узлов схемы;
- 2) *.uk содержат информацию о траектории утяжеления;
- 3) *.sxe содержат информацию о графическом образе схемы.

Описание расчетной части пакета программ RASTR.

Главное меню:

После загрузки RASTR Вы попадаете в главное меню комплекса, в котором отображаются основные команды. Для перемещения по меню используйте:

- а) клавиши перемещения курсора, <ENTER> - для входа в выбранную команду, <ESC> - для выхода.
- б) функциональные клавиши – нажатие клавиши ALT одновременно с выделенной цветом буквой горизонтального меню приводит к попаданию в это меню, где бы Вы не находились.

Нажатие выделенной цветом буквы вертикального меню приводит к началу выполнения этой команды (используйте клавиши на которые нанесены русские буквы независимо от наличия кириллицы и регистра). Например: ALT_Д /В/У – приведет к попаданию в таблицу "Узлы" из любого места программы. Клавиши F1 - F10 используются для выполнения команд, не входящих в меню, справка по ним – последняя строка экрана, справка по клавишам ALT_F1 - F10 может быть получена путем нажатия клавиши ALT.

в) мышь – используется двухкнопочная мышь с инверсным курсором (выделенное цветом знакоместо), перемещение курсора мыши и нажатие левой клавиши мыши приводит к перемещению программного курсора в заданное место, быстрое двойное нажатие левой клавиши ("клик") приводит к выполнению выбранной команды (аналогично ENTER) нажатие левой клавиши в последней строке

экрана приводит к выполнению соответствующей команды (в зависимости от нажатия кнопки ALT). Правая клавиша мыши используется как клавиша ESC. Работа с мышью имеет свои особенности в экранном редакторе и выдаче результатов.

Для расчета сети была взята схема участка сети АО АЖК. Параметры сети

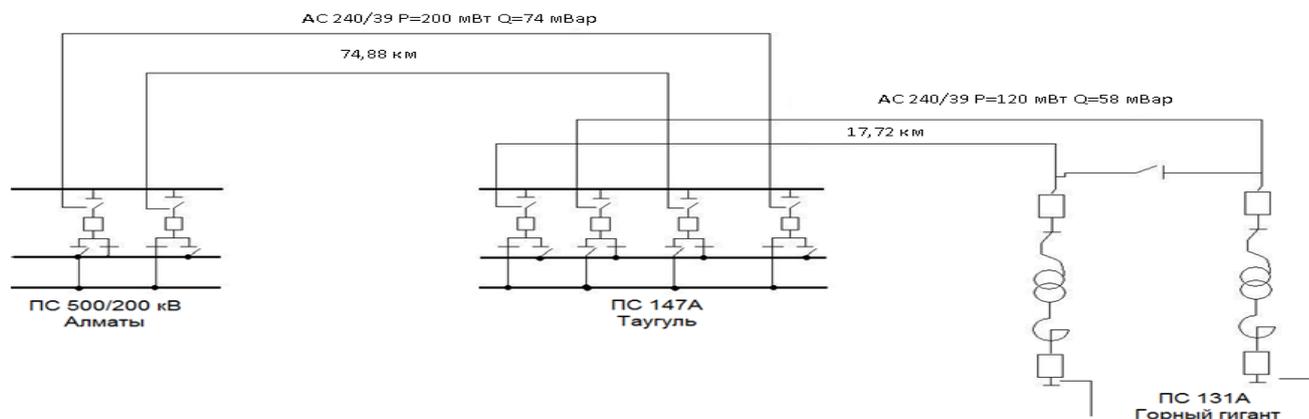


Рисунок 4.1 – Участок сети 220 кВ АО АЖК

Для расчета сети использовались провода марки АС, компактные и высокотемпературные провода. Характеристики проводов представлены в таблице

Таблица 4.1 – Параметры проводов

Марка провода	l, км	R, Ом	X, Ом	b, м	R+jX
АС-240/39	74,88	0,1222	0,405	2,62	9,150+j30,326
АССР-477-Т15	74,88	0,1134	0,3022	2,62	8,491+j22,629
Аеро-Z 301-2Z	74,88	0,1072	0,2755	2,62	8,027+j20,629
АС-240/40	17,72	0,1222	0,405	2,62	2,126+j7,177
АССР-477-Т16	17,72	0,1134	0,3022	2,62	2,009+j5,355
Аеро-Z 301-2Z	17,72	0,1072	0,2755	2,62	1,9+j4,882

4.2 Расчет был произведен в программе RastrWin и представлен в приложении А

Результаты расчета представлены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Сравнение потерь мощности в линии

Марка провода	P, МВт	P, %
АС-240/39	5,22	
Аеро-Z 301-2Z	4,663	10,67
АССР-477-Т16	4,933	5,51

4.2 Общие сведения

Воздушная линия работает в естественных климатических условиях и подвергается ветровым и гололедным нагрузкам, изменениям температуры окружающего воздуха, воздействию грозы. Все климатические условия фиксируются на метеостанций вся территория РК разделена на районы:

- по толщине стенки гололеда;
- скоростным напорам ветра;
- среднегодовой продолжительности гроз;
- пляске проводов – колебаниям проводов с большой амплитудой и малой частотой под воздействием ветровых и гололедных нагрузок.

Карты районирования территории страны приводятся в ПУЭ.

В каждом районе фиксируются значения температур при максимальной скорости ветра, интенсивном гололедообразовании, грозе, рассчитывается среднегодовая температура.

При проектировании ВЛ необходимо учитывать климатические условия района, где будет сооружаться линия.

Одним из важных моментов проектирования ВЛ является расчет проводов и тросов на механическую прочность. Расчет опор и других элементов ВЛ (изоляторов, арматуры), как правило, не производится. Эти элементы, в частности опоры, выбираются из унифицированного ряда с учетом климатических условий района сооружения ВЛ. Для каждой унифицированной опоры в справочных материалах указываются ее размеры и область применения.

Под расчетом проводов и тросов ВЛ на механическую прочность понимается определение механического напряжения в проводах и тросах при различных сочетаниях климатических условий и сопоставление этих напряжений с допустимыми значениями.

Основными факторами, влияющими на механическое напряжение в проводе, являются:

- температура окружающего воздуха;
- гололедные нагрузки;
- ветровые нагрузки.

При изменении температуры воздуха меняется внутреннее механическое напряжение в проводе за счет изменения длины провода в пролете. Гололед и ветер влияют на механическое напряжение в проводе за счет внешнего механического воздействия.

Для ВЛ применяются, главным образом, сталеалюминиевые провода. Физико-механические характеристики, приведенные к проводу в целом:

- модуль упругости E ;
- температурный коэффициент линейного удлинения α ;
- механическое напряжение σ .

Характеристики сталеалюминиевых проводов различного сечения приведены в справочных материалах.

ПУЭ устанавливают допустимые механические напряжения в проводе для трех режимов:

- режима низшей температуры $[\sigma_{t\min}]$;
- режима среднегодовой температуры $[\sigma_{t\text{cp}}]$;
- режима наибольшей внешней нагрузки $[\sigma_{p\max}]$;

Основной задачей механического расчета провода является определение таких условий его монтажа, чтобы в процессе эксплуатации линии механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры $\sigma_{t\min}$, среднегодовой температуры $\sigma_{t\text{cp}}$ и наибольшей внешней нагрузки $\sigma_{p\max}$ не превышали допустимых значений.

Таким образом, условия проверки провода на механическую прочность имеют следующий вид:

$$\sigma_{t\min} \leq [\sigma_{t\min}]; \sigma_{t\text{cp}} \leq [\sigma_{t\text{cp}}]; \sigma_{p\max} \leq [\sigma_{p\max}];$$

Расчет производился по программе разработанной ТОО КазСельЭнергопроект. Исходные данные и результаты вычислений приведены в приложении 1 и 2. Полученные графики приведены ниже.

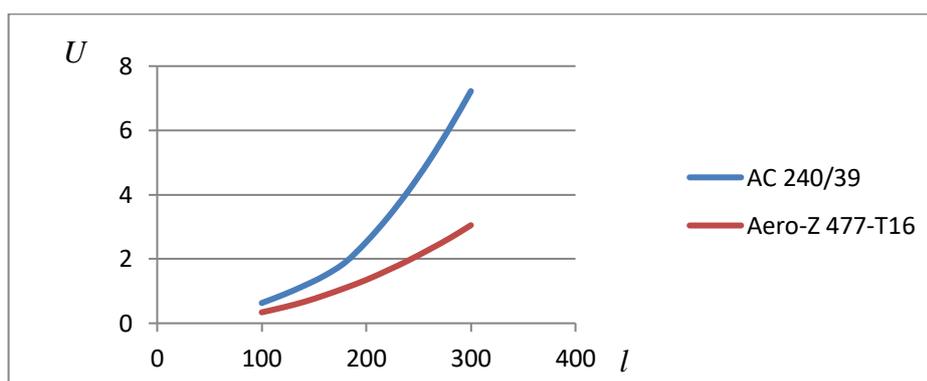


Рисунок 4.4 – Зависимость напряжения от длины пролета при максимальной температуре

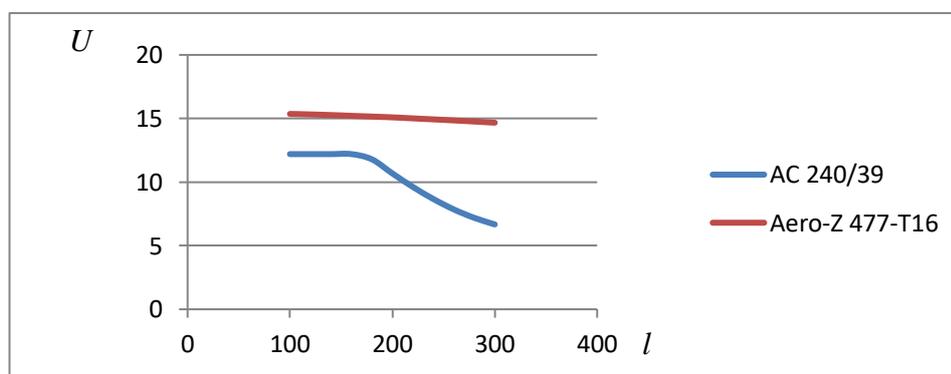


Рисунок 4.5 – Зависимость напряжения от длины пролета при минимальной температуре

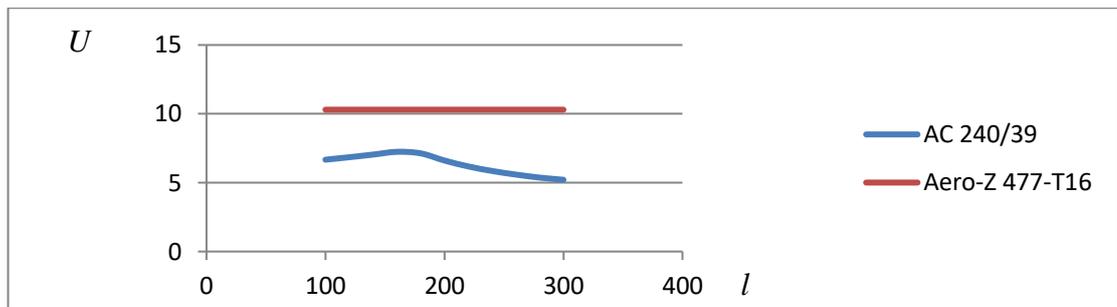


Рисунок 4.6 – Зависимость напряжения от длины пролета при средней температуре

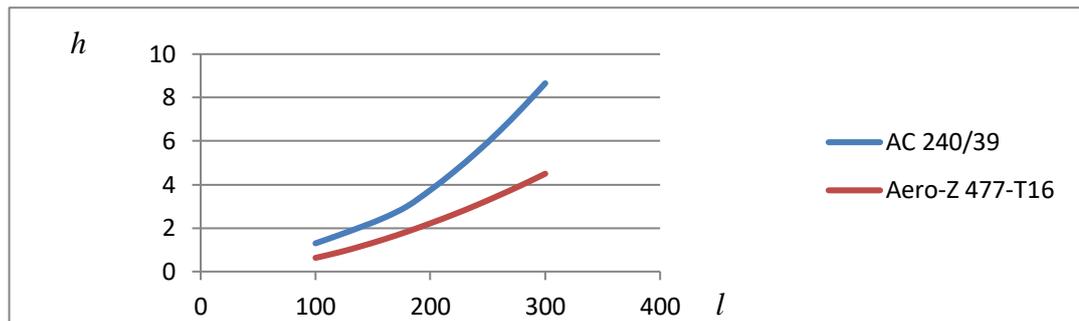


Рисунок 4.7 – Зависимость стрелы провеса от длины пролета при максимальной температуре

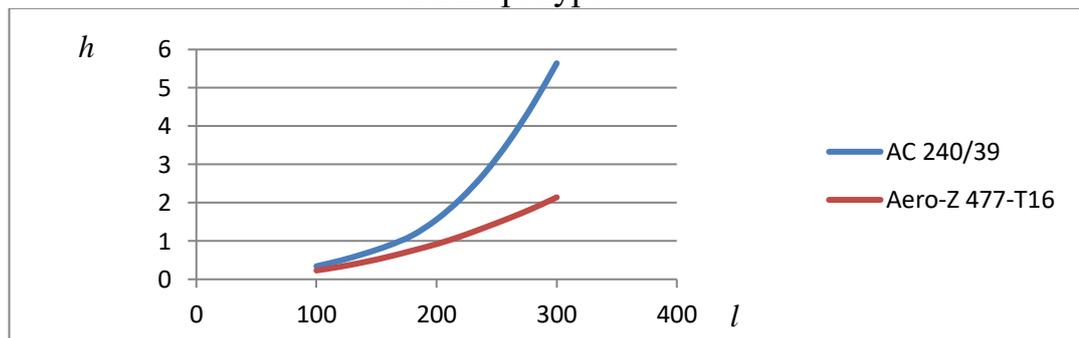


Рисунок 4.8 – Зависимость стрелы провеса от длины пролета при минимальной температуре

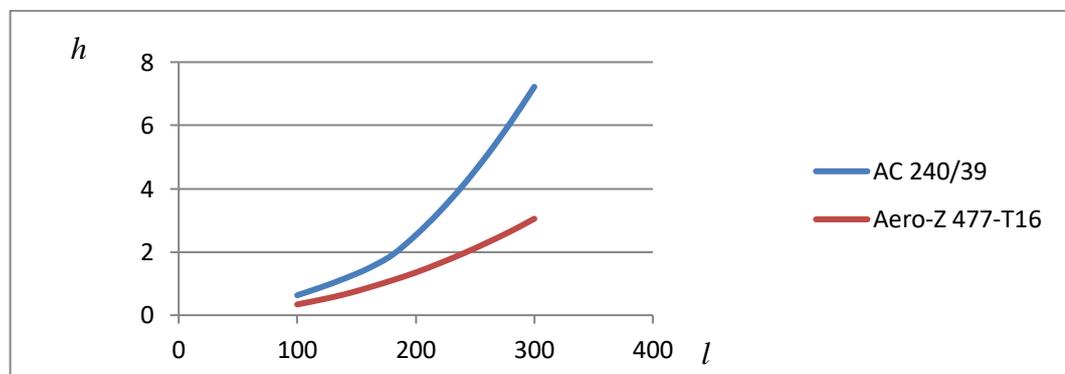


Рисунок 4.9 – Зависимость стрелы провеса от длины пролета при средней температуре

5 Экономическая часть

5.1 Цель расчета

В данном проекте рассмотрен участок линии (рисунок 4.1) АО АЖК напряжением 220 кВ. Цель расчета определить экономически выгодную марку провода. Эффективность определяется по методу минимальных приведенных затрат:

$$ПЗ = E_n \cdot K^{сум} + И^{сум} \quad (5.1)$$

где $K^{сум}$ – суммарные капиталовложения

$И^{сум}$ – суммарные эксплуатационные издержки

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений

5.2 Выбор возможных вариантов

Рассматриваются следующие марки проводов:

1. АС-240/39
2. Компактированный провод Aero-Z 301-2Z
3. Высокотемпературный провод 3М АССР Hawk 277-T16

Для каждого из данных вариантов распишем капитальные вложения на развертывание и эксплуатацию.

5.2.1 Расчет приведенных затрат для I варианта

Расчет капитальных вложений по I варианту

Суммарные капитальные вложения:

$$K^{сум} = K^{пок} + K^{тр} + K^м \quad (5.2)$$

где $K^{пок}$ – капиталовложения на покупку оборудования

$K^{тр}$ – капиталовложения на транспортировку оборудования

$K^м$ – капиталовложения на монтаж оборудования

Капиталовложения на опоры:

$$K_1^{опоры} = K_1^{o1} \cdot n_1 = 4035000 \cdot 383 = 1545,4 \text{ млн.тенге}$$

где K_1^{o1} – стоимость одной опоры марки П-220-2

n_1 – количество опор

Капиталовложения на провода:

$$K_1^{провод} = K_1^{рова} \cdot l = 525000 \cdot 600 = 315 \text{ млн.тенге}$$

где $K_1^{рова}$ – стоимость провода марки АС-240/39 км/тенге

l – длина линии

Капиталовложения на арматуру:

$$K_1^{арматура} = 390 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на покупку оборудования:

$$K_1^{пок} = K_1^{опоры} + K_1^{провод} + K_1^{арматура} = 1545,5 + 315 + 390 = 2250,5 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на транспортировку:

$$K_1^{тр} = K_1^{нок} \cdot 17\% = 386,6 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на монтаж:

$$K_1^м = K_1^{нок} \cdot 35\% = 795,9 \text{ млн.тенге}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K_1^{сум} = 2250,5 + 386,6 + 795,9 = 3433 \text{ млн.тенге}$$

Расчет эксплуатационных издержек по I варианту:

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I^{сум} = I^{з.п} + I^{с.н} + I^{ам} + I^{об/рем} + I^{мат} + I^{пот} + I^{п.ф} \quad (5.3)$$

где $I^{з.п}$ – эксплуатационные издержки на заработную плату

$I^{с.н}$ – эксплуатационные издержки на социальный налог

$I^{ам}$ – эксплуатационные издержки на амортизацию

$I^{об/рем}$ – эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт

$I^{мат}$ – материальные эксплуатационные издержки

$I^{пот}$ – эксплуатационные издержки на потери электроэнергии

$I^{п.ф}$ – эксплуатационные издержки на начисления в пенсионный фонд

Эксплуатационные издержки на заработную плату:

$$I_1^{з.п} = n_1^{раб} \cdot Z_1^{ср} \cdot 12 \cdot K_n = 30 \cdot 70000 \cdot 12 \cdot 1,2 = 30,24 \text{ млн.тенге/год}$$

где $Z_1^{ср}$ – средняя месячная заработная плата работника (70000 тенге);

$n_1^{раб}$ – штат работников (30 человек);

12 – количество месяцев в году;

$K_n = 1,2$ – коэффициент, учитывающий дополнительную заработную плату

Эксплуатационные издержки на начисление в пенсионный фонд:

$$I_1^{п.ф} = 10\% \cdot I_1^{з.п} = 0,1 \cdot 30,24 = 3,024 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на социальный налог:

$$I_1^{с.н} = (I_1^{з.п} - I_1^{п.ф}) \cdot 11\% = (30,24 - 3,024) \cdot 0,11 = 2,99 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на амортизацию:

$$I_1^{ам} = K_{алэн} \cdot K_1^{сум} = 0,05 \cdot 3433 = 171,65 \text{ млн.тенге/год}$$

где $K_{алэн}$ – коэффициент амортизационных издержек ЛЭП, %/год

Эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_1^{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_1^{сум} = \frac{0,8}{100} \cdot 3433 = 27,46 \text{ млн.тенге/год}$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год

Материальные эксплуатационные издержки:

$$I_1^{мат} = (I_1^{з.п} + I_1^{об/рем}) \cdot 20\% = (30,24 + 27,46) \cdot 0,2 = 11,54 \text{ млн.тенге/год}$$

Эксплуатационные издержки на потери электроэнергии

$$I_{nom}^1 = C_o \cdot (W_1^{n1} + W_1^{n2}) = 14,47 \cdot (8443 \cdot 8760 + 1998 \cdot 8760) = 1322 \text{ млн.тенге/год}$$

где C_o – цена за 1 кВт/час электроэнергии;

$W_1^{n1} + W_1^{n2}$ – потери электроэнергии

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_1^{сум} = 30,24 + 2,99 + 171,65 + 27,46 + 11,54 + 1322 + 3,02 = 1568,9 \text{ млн.тенге/год}$$

Приведенные затраты:

$$ПЗ_1 = 0,15 \cdot K_1^{сум} + I_1^{сум} = 0,15 \cdot 3433 + 1568,9 = 2083,85 \text{ млн.тенге}$$

5.2.2 Расчет приведенных затрат для II варианта

Расчет капитальных вложений по II варианту

Капиталовложения на опоры:

$$K_2^{опоры} = K_2^{o1} \cdot n_2 = 4035000 \cdot 310 = 1250,8 \text{ млн.тенге}$$

где K_2^{o1} – стоимость одной опоры марки П-220-2

n_2 – количество опор

Капиталовложения на провода:

$$K_2^{провод} = K_2^{провод} \cdot l = 2125000 \cdot 600 = 1275 \text{ млн.тенге}$$

где $K_2^{провод}$ – стоимость провода марки Аеро-Z 301-2Z, км/тенге

l – длина линии

Капиталовложения на арматуру:

$$K_2^{арматура} = 340 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на покупку оборудования:

$$K_2^{нок} = K_2^{опоры} + K_2^{провод} + K_2^{арматура} = 1250,8 + 1275 + 340 = 2865,8 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на транспортировку:

$$K_2^{тр} = K_2^{нок} \cdot 14\% = 401,2 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на монтаж:

$$K_2^м = K_2^{нок} \cdot 30\% = 859,7 \text{ млн.тенге}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K_2^{сум} = 2865,8 + 401,2 + 859,7 = 4026,7 \text{ млн.тенге}$$

Расчет эксплуатационных издержек по II варианту:

Эксплуатационные издержки на заработную плату:

$$I_2^{з.н} = n_2^{раб} \cdot Z_2^{ср} \cdot 12 \cdot K_n = 30 \cdot 80000 \cdot 12 \cdot 1,2 = 34,56 \text{ млн.тенге/год}$$

Эксплуатационные издержки на начисление в пенсионный фонд:

$$I_2^{н.ф} = 10\% \cdot I_2^{з.н} = 0,1 \cdot 34,56 = 3,456 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на социальный налог:

$$I_2^{с.н} = (I_2^{з.н} - I_2^{н.ф}) \cdot 11\% = (34,56 - 3,456) \cdot 0,11 = 3,42 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на амортизацию:

$$I_2^{ам} = K_{a \text{ лэн}} \cdot K_{сум} = 0,03 \cdot 4026,7 = 120,8 \text{ млн.тенге/год}$$

где $K_{a.лэп}$ – коэффициент амортизационных издержек ЛЭП, %/год
 Эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_2^{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_2^{сум} = \frac{0,8}{100} \cdot 4026,7 = 32,21 \text{ млн.тенге/год}$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год

Материальные эксплуатационные издержки:

$$I_2^{mat} = (I_2^{з.н} + I_2^{об/рем}) \cdot 20\% = (34,56 + 32,21) \cdot 0,2 = 13,5 \text{ млн.тенге/год}$$

Эксплуатационные издержки на потери электроэнергии

$$I_2^{ном} = C_o \cdot (W_2^{л1} + W_2^{л2}) = 14,47 \cdot (7542 \cdot 8760 + 1785 \cdot 8760) = 1182 \text{ млн.тенге/год}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_2^{сум} = 34,56 + 3,42 + 120,8 + 32,21 + 13,5 + 1182 + 3,46 = 1389,95 \text{ млн.тенге/год}$$

Приведенные затраты:

$$ПЗ_2 = 0,15 \cdot K_2^{сум} + I_2^{сум} = 0,15 \cdot 4026,7 + 1389,95 = 1993,96 \text{ млн.тенге}$$

5.2.3 Расчет приведенных затрат для III варианта

Расчет капитальных вложений по III варианту

Капиталовложения на опоры:

$$K_3^{опоры} = K_3^{o1} \cdot n_3 = 4035000 \cdot 320 = 1291,2 \text{ млн.тенге}$$

где K_3^{o3} – стоимость одной опоры марки П-220-2

n_3 – количество опор

Капиталовложения на провода:

$$K_3^{провод} = K_3^{провод} \cdot l = 3125000 \cdot 600 = 1875 \text{ млн.тенге}$$

где $K_3^{провод}$ – стоимость провода марки АССР-Нawk-277-Т16, км/тенге

Капиталовложения на арматуру:

$$K_3^{арматура} = 340 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на покупку оборудования:

$$K_3^{пок} = K_3^{опоры} + K_3^{провод} + K_3^{арматура} = 1291,2 + 1875 + 340 = 3506,2 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на транспортировку:

$$K_3^{тр} = K_3^{пок} \cdot 15\% = 525,93 \text{ млн.тенге}$$

Капиталовложения на монтаж:

$$K_3^м = K_3^{пок} \cdot 32\% = 1121,98 \text{ млн.тенге}$$

Суммарные капитальные вложения:

$$K_3^{сум} = K_3^{пок} + K_3^{тр} + K_3^м = 3506,2 + 525,93 + 1121,98 = 5154,11 \text{ млн.тенге}$$

Расчет эксплуатационных издержек по III варианту:

Эксплуатационные издержки на заработную плату:

$$I_3^{з.н} = n_3^{раб} \cdot Z_3^{ср} \cdot 12 \cdot K_n = 30 \cdot 80000 \cdot 12 \cdot 1,2 = 34,56 \text{ млн.тенге/год}$$

Эксплуатационные издержки на начисление в пенсионный фонд:

$$I_3^{н.ф} = 10\% \cdot I_3^{з.н} = 0,1 \cdot 34,56 = 3,456 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на социальный налог:

$$I_3^{с.н} = (I_3^{з.н} - I_3^{н.ф}) \cdot 11\% = (34,56 - 3,456) \cdot 0,11 = 3,42 \text{ млн.тенге}$$

Эксплуатационные издержки на амортизацию:

$$I_3^{ам} = K_{а\ лэн} \cdot K_3^{сум} = 0,02 \cdot 5154,11 = 103,08 \text{ млн.тенге/год}$$

где $K_{а\ лэн}$ – коэффициент амортизационных издержек ЛЭП, %/год

Эксплуатационные издержки на обслуживание и ремонт:

$$I_3^{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{сум} = \frac{0,8}{100} \cdot 5154,11 = 41,23 \text{ млн.тенге/год}$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год

Материальные эксплуатационные издержки:

$$I_3^{мат} = (I_3^{з.н} + I_3^{об/рем}) \cdot 20\% = (34,56 + 41,23) \cdot 0,2 = 15,16 \text{ млн.тенге/год}$$

Эксплуатационные издержки на потери электроэнергии

$$I_3^{ном} = C_o \cdot (W_3^{л1} + W_3^{л2}) = 14,47 \cdot (7978 \cdot 8760 + 1888 \cdot 8760) = 1250,6 \text{ млн.тенге/год}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_3^{сум} = 34,56 + 3,42 + 103,08 + 41,23 + 15,16 + 1250,6 + 3,45 = 1451,5 \text{ млн.тенге/год}$$

Приведенные затраты:

$$ПЗ_3 = 0,15 \cdot K_3^{сум} + I_3^{сум} = 0,15 \cdot 5154,11 + 1451,5 = 2224,66 \text{ млн.тенге}$$

Из приведенных расчетов можно сделать вывод, что прокладка линии с помощью провода Аеро-Z экономически более целесообразна, потому что имеет меньшее значение приведенных затрат. Благодаря своей конструкции провод обладает значительно большей пропускной способностью, чем провод марки АС, и большей максимальной длиной пролета, что позволяет сэкономить на количестве опор.

6 Анализ оборудования

6.1 Выбор марки грозотроса

Трасса сооружаемой ВЛ на номинальное напряжение 220 кВ проходит по населенной местности, относящейся к IV гололедному и III ветровому районам. Максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м над поверхностью земли принимают в III районе 500 Н/м^2 , а нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли в IV районе составляет 20 мм.[14] На унифицированных двухцепных свободностоящих опорах будут смонтированы провода марки АССР-TW 477-T16 18/7.

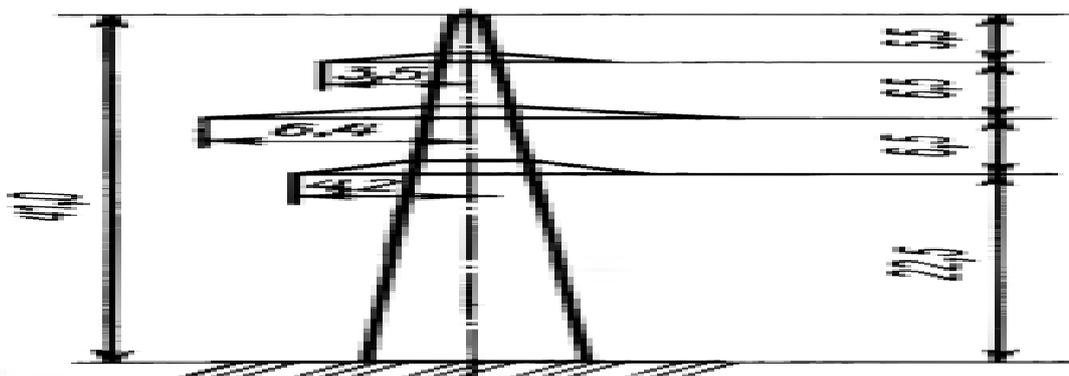


Рисунок 6.3 – Промежуточная двухцепная металлическая опора типа П220-2

Для стального троса марки ТК-11 с номинальным сечением 70 мм^2 определить защитные углы для проводов на промежуточной опоре и их соответствие требованиям ПУЭ по защите ВЛ от атмосферных перенапряжений; рассчитать натяжение троса, необходимое для устранения прорывов грозовых разрядов к проводам и возможных перекрытий с троса на провода при разрядах в трос в середине пролета, а также проверить трос на механическую прочность. Тип опоры П220-2 (рисунок 6.3).

Промежуточная стальная свободностоящая двухцепная опора, имеет высоту тросостойки $5,5 \text{ м}$. Грозозащитные тросы крепятся на тросостойках опор с помощью одиночных изоляторов, шунтированных искровыми промежутками с целью исключения дополнительных потерь активной мощности от протекания в них индуцируемых токов и осуществления плавления гололеда. Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_m = 0,44 \text{ м}$. При высоте гирлянды изоляторов проводов $2,3 \text{ м}$ защитный угол проводов верхней траверсы на опоре

$$\alpha_{en} = \arctg \frac{3,5}{5,5 + 2,3 - 0,44} = 25,42^\circ \leq 30^\circ$$

Защитный угол проводов средней фазы

$$\alpha_{ca} = \arctg \frac{6,4}{(6,5 + 5,5) + 2,3 - 0,44} = 24,8^\circ \leq 30^\circ$$

Исходные данные к расчету троса сечением 70 мм^2 марки ТК-11: действительная площадь поперечного сечения $72,58 \text{ мм}^2$, масса 623 кг/км ($\gamma_{1m} = 0,0842 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$); $\alpha_m = 12 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ \text{C}$, $E_m = 200 \cdot 10^3 \text{ Н/мм}^2$.

Для заданных климатических условий прохождения трассы ВЛ (III ветровой и IV гололедный районы) наибольшая удельная нагрузка троса $\gamma_{нбт} = 0,530 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$. Характерные значения температуры составляют:

$\theta_{(+)} = +35^\circ \text{C}$; $\theta_r = -5^\circ \text{C}$; $\theta_{(-)} = -25^\circ \text{C}$; $\theta_{ст} = +10^\circ \text{C}$; $\theta_a = +15^\circ \text{C}$ (температура климатических условий атмосферных перенапряжений). Допускаемые напряжения для троса нормируются ПУЭ:

$$[\sigma_T]_{нб} = [\sigma_T]_{(-)} = 600 \text{ Н/мм}^2; [\sigma_T]_{сз} = 420 \text{ Н/мм}^2$$

Расчет троса проводится совместно с расчетом провода. Габаритный пролет ВЛ в данной задаче составляет 374 м . Длина приведенного пролета в среднем составляет $0,9 l_{габ}$:

$$l_{npв} = 0,9 \cdot 374 = 337 \text{ м}$$

Рассчитываем стрелу провисания провода при температуре $\theta_a = +15^\circ\text{C}$ по уравнению состояния в комбинированной форме записи для приведенного пролета:

$$f_{na}^3 + 0,375(A \cdot l_{npв}^2 / E) f_{na} - \frac{3}{64} \cdot \frac{\gamma_{6a} \cdot l_{npв}^4}{E} = 0 \quad (6.1)$$

где

$$A = [\sigma]_{нб} - \frac{\gamma_{6a} \cdot l_{npв}^2 \cdot E}{24 \cdot [\sigma]_{нб}^2} + \alpha E (\theta_z - \theta_a) \quad (6.2)$$

Здесь удельная, нагрузка $\gamma_{6a} = \sqrt{\gamma_{1n}^2 + \gamma_{4a}^2}$, причем γ_{4a} соответствует скоростному напору $Q_a \geq 0,1Q_n$ так как в ПУЭ предписывается принимать Q_a не менее $62,5 \text{ Н/м}^2$. Получается, что $0,1Q_n = 0,1 \cdot 500 = 50 \leq 62,5 \text{ Н/м}^2$. Поэтому принимаем $Q_a = 62,5 \text{ Н/м}^2$. Удельная нагрузка γ_{4a} может быть найдена пересчетом:

$$\gamma_{4a} = \gamma_4 \frac{\alpha_a Q_a}{\alpha_n Q_n} = 0,03755 \frac{1 \cdot 62,5}{0,768 \cdot 500} = 0,006112 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

$$\text{Имеем } \gamma_{6a} = \sqrt{0,03634^2 + 0,006112^2} = 0,03685 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2)$$

Угол отклонения провода от вертикальной плоскости

$$\beta = \arctg(0,006112 / 0,03634) = 9,55^\circ$$

Вычисляем коэффициенты уравнения состояния:

$$A = 149 - \left(\frac{0,1049 \cdot 337}{149} \right)^2 \frac{89 \cdot 10^3}{24} + 1,629(-5 - 15) = -92,32$$

$$p = 0,375 \frac{(-92,32)337^2}{89 \cdot 10^3} = -44,18 \leq 0$$

$$q = \frac{3}{64} \cdot \frac{0,03685 \cdot 337^4}{89 \cdot 10^3} = 250,32$$

Уравнение состояния для стрелы провисания получилось таким:

$$f_{na}^3 - 44,18 f_{na} - 250,32 = 0$$

Решение находим методом Ньютона, принимая в качестве первого приближения допустимую (габаритную) стрелу провисания $[f] = 12,2 \text{ м}$

$$f_{(k+1)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + q/2}{f_k^2 + p/3} = \frac{2}{3} \cdot \frac{12,2^3 + 125,16}{12,2^2 - 14,73} = 9,65 \text{ м}$$

После еще двух итераций получаем окончательный ответ: $f_{na} = 8,57 \text{ м}$. При этом напряжение в низшей точке провода

$$\sigma_{na} = \frac{\gamma_{6a} l_{npв}^2}{8 f_{na}} = \frac{0,03685 \cdot 337^2}{8 \cdot 8,57} = 61 \text{ Н/мм}^2$$

Исходя из несущей способности промежуточных опор, делаем вывод, что максимальная длина пролета внутри анкерного участка может достигать $1,25l_{заб}$. Не имея продольного профиля и не зная расстановки опор, будем считать, что пролет такой большой длины имеется: $l_{заб} = 1,25 \cdot 374 = 468$ м. В таком пролете получится стрела провеса

$$f_{na \max} = f_{na} \left(\frac{l_{\max}}{l_{npв}} \right)^2 = 8,57 \left(\frac{468}{337} \right)^2 = 16,53 \text{ м}$$

ее вертикальная проекция

$$f_{na \max}^e = f_{na \max} \cos \beta = 16,53 \cos 9,55^\circ = 16,3 \text{ м}$$

Расстояние по вертикали в середине пролета между тросом и проводом должно быть не менее нормируемого ПУЭ (2.5.67).

Для длин пролетов, не превышающих 1000 м, это расстояние может быть рассчитано по эмпирической формуле

$$C_{II} = 4 + 0,015(l_{\max} - 200) = 4 + 0,015(468 - 200) = 8,02 \text{ м}$$

тогда стрела провисания троса (рисунок 6.4)

$$f_{ma} = f_{na}^e + \lambda_{na} + h_{mp} - \lambda_m - C_u = 16,3 + 2,3 + 5,5 - 0,44 - 8,02 = 15,64 \text{ м}$$

т. Е. не превышает стрелу провисания провода $f_{na}^e = 16,3$ м. Их разность составляет 0,66 м.

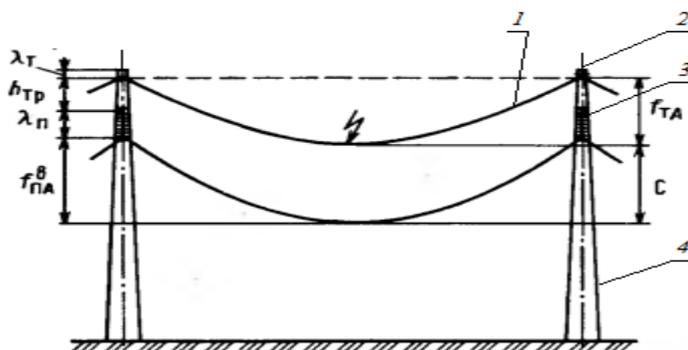


Рисунок 6.4. Определение требуемой стрелы провисания грозозащитного троса по условию исключения перекрытий с троса на провод при грозовых разрядах в трос в середине пролета: 1 — грозотрос, 2 — молниеотвод, 3 — изоляторы, 4 — опора

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозовыми разрядами рекомендуется обеспечивать разность $f_{na}^e - f_{ma} \approx 1,5$ м при длинах пролетов в диапазоне 450—500 м.

Поэтому принимаем $f_{ma} - f_{na}^e - 1,5 = 14,8$ м, а расстояние C увеличивается, что практически полностью исключает перекрытия с троса на провод:

$$C = (f_{na}^e - f_{ma}) + \lambda_n - \lambda_m + h_{mp} = 1,5 + 2,3 - 0,44 + 5,5 = 8,86 \text{ м}$$

При этом защитный угол троса в середине пролета при не отклонённых ветром положениях троса и верхнего провода $\alpha_{cp} = \arctg \frac{3,5}{8,86} = 21,6^\circ$, т. Е. оказывается меньшим, чем на опоре, что и требуется для эффективной защиты проводов в пролете наибольшей возможной длины.

Теперь следует вычислить напряжение в тросе (его натяжение), обеспечивающее получение $f_{ma} = 14,8$ м.

При этом из-за возможности смещения точек крепления тросов, имеющих изолированную подвеску, оперируют длиной приведенного пролета:

$$\sigma_{ma} = \frac{\gamma_{6a} l_{npс}^2}{8 f_{ma}} \quad (6.3)$$

Здесь, как для провода,

$$\gamma_{6a} = \sqrt{\gamma_{1m}^2 + \gamma_{4a}^2} = \sqrt{0,0842^2 + 0,018^2} = 0,0861 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

где

$$\gamma_{4a} = \alpha_a C_x k_Q^h Q_a (d_m / s_m) \cdot 10^{-3} = 1 \cdot 1,2 \cdot 1,584 \cdot 62,5 \frac{11}{72,58} \cdot 10^{-3} = 0,018 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$$

Стрелу провисания троса, соответствующую приведенному пролету, определяем пересчетом:

$$f_{ma} = f_{ma \max} (l_{npс} / l_{\max})^2 = 14,8 (337/468)^2 = 7,67 \text{ м}$$

Напряжение в тросе при климатических условиях атмосферных перенапряжений

$$\sigma_{ma} = \frac{0,0861 \cdot 337^2}{8 \cdot 7,67} = 159,4 \text{ Н}/\text{мм}^2$$

Зная напряжение в тросе в условиях атмосферных перенапряжений, остается выполнить проверку троса на механическую прочность в более тяжелых условиях: при наибольшей нагрузке гололедом и средних эксплуатационных условиях. Поскольку стальной трос является монометаллическим проводом, режим низших температур опасности не представляет и, следовательно, этот режим рассматривать не нужно.

Необходимо и достаточно вычислить только длину третьего критического пролета. Воспользуемся упрощенной формулой, справедливой для стальных тросов марки ТК сечением более 50 мм²:

$$l_{кр3} = 121 \sqrt{\frac{75 + (\theta_z - \theta_{cz})}{(\gamma_{убтм} / \gamma_{1m})^2 - 2,041}} = 121 \sqrt{\frac{75 + (-5 - 10)}{(0,53/0,0842)^2 - 2,041}} = 153 \text{ м}$$

Чтобы построить зависимости $\sigma_{m cэ} = f(l)$, рассчитаем также $l_{кр2}$:

$$l_{кр2} = \frac{4,9 \cdot 600}{0,0842} \sqrt{\frac{600 - 600 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 10^{-3} \cdot (-5 - (-25))}{[(0,53/0,0842)^2 - 1] \cdot 200 \cdot 10^3}} = 87 \text{ м}$$

При $l \rightarrow 0$ получим следующие значения среднего эксплуатационного напряжения:

$$\sigma_{m cэ}^{(1)} = [\sigma_m]_{нб} + \alpha_m E_m (\theta_z - \theta_{cz}) = 600 + 2,4(-5 - 10) = 564 \text{ Н}/\text{мм}^2$$

$$\sigma_{m cэ}^{(2)} = [\sigma_m]_{(-)} + \alpha_m E_m (\theta_{(-)} - \theta_{cz}) = 600 + 2,4(-25 - 10) = 516 \text{ Н}/\text{мм}^2$$

$$\text{Если } l \rightarrow \infty, \text{ то } \sigma_{m cэ}^{(3)} = [\sigma_m]_{нб} \frac{\gamma_{1m}}{\gamma_{убтм}} = 600 \frac{0,0842}{0,530} = 95,3 \text{ Н}/\text{мм}^2$$

Графические зависимости изменения напряжения в тросе при средних эксплуатационных условиях представлены на рисунке 6.5

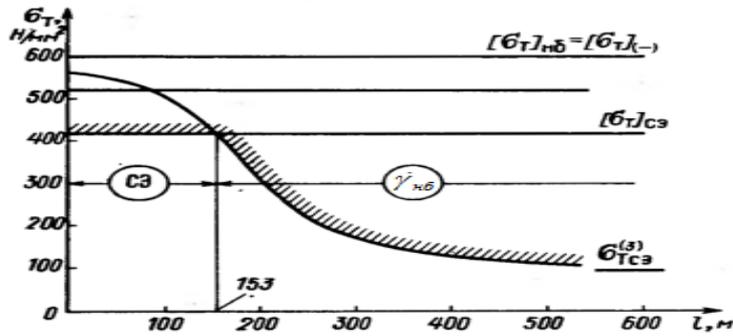


Рисунок 6.5 Выбор определяющих климатических условий для расчета грозозащитного троса марки ТК-11 на механическую прочность

Так как $l_{нр6} \geq l_{кр3}$, то проверка должна проводиться в режиме $\gamma_{уб}$.

Составляем и решаем уравнение состояния для троса. Исходные условия: $\theta_a, \sigma_{ma}, \gamma_{6a}$. Искомые условия: $\gamma_{уб\ m} = 0,53 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2); \theta_2 = -5^\circ \text{C}$.

Итак,

$$\sigma_{m\ нб} - \frac{\gamma_{уб\ m}^2 l_{нр6}^2 E_m}{24\sigma_{m\ нб}^2} = \sigma_{ma} - \frac{\gamma_{6a}^2 l_{нр6}^2 E_m}{24\sigma_{ma}^2} + \alpha_m E_m (\theta_a - \theta_2); \quad (6.4)$$

$$\sigma_{m\ нб} - \frac{(0,53 \cdot 337)^2 200 \cdot 10^3}{24\sigma_{m\ нб}^2} = 159,4 - \left(\frac{0,0861 \cdot 337}{159,4} \right)^2 \cdot \frac{200 \cdot 10^3}{24} + 2,4(15 - (-5));$$

$$\sigma_{m\ нб}^3 + 68,73\sigma_{m\ нб}^2 - 2,65846 \cdot 10^8 = 0.$$

Уравнение решаем методом Ньютона, причем $\sigma_{m\ нб(0)} = [\sigma_m]_{уб} = 600 \text{ Н}/\text{мм}^2$

$$\sigma_{m\ нб(1)} = \frac{600^2 (2 \cdot 600 + 68,73) + 2,65846 \cdot 10^8}{600(3 \cdot 600 + 2 \cdot 68,73)} = 621,6 \text{ Н}/\text{мм}^2.$$

Следующие итерации дают окончательный результат:

$$\sigma_{m\ нб} = 620,9 \text{ Н}/\text{мм}^2.$$

Получилось, что напряжение в тросе превышает допустимое значение на 3,48 % вследствие большой гололедной нагрузки. Этот результат означает необходимость замены заданной марки троса ТК-11 на следующую с большим сечением ТК-12. Трос новой марки имеет номинальное сечение 85 мм^2 и действительное сечение $86,34 \text{ мм}^2$. Его механическая прочность для заданных внешних нагрузок также должна быть проверена.

Опуская промежуточные результаты повторного расчета, укажем, что для троса марки ТК-12 наибольшая удельная нагрузка составит $0,457 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$ а удельная нагрузка при климатических условиях атмосферных перенапряжений — $0,0858 \text{ Н}/(\text{м} \cdot \text{мм}^2)$, и соответствующее этим условиям напряжение — $158,8 \text{ Н}/\text{мм}^2$. Решая новое уравнение состояния троса, получим напряжение при наибольшей гололедной нагрузке, равное $560,4 \text{ Н}/\text{мм}^2$. Следовательно, механическая прочность троса марки ТК-12 обеспечена.[15]

Приложение А

АС-240/39

Узлы																				
	Q	S	Тип	Номер	Название	U_ном	U_ср	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		230					139.4	62.6	230	-1000	1000				230	
2			Нагр	2		220							220						222.9	-2.02
3			Нагр	3		220							220						215.61	-7.45
4			Нагр	4		110			53.9	6			110						107.74	-7.45
5			Нагр	5		10			23.1	14			10						9.27	-11.34
6			Нагр	6		220							220						222.02	-2.22
7			Нагр	7		220							220						212.55	-6.52
8			Нагр	8		110			42	21			110						106.23	-6.51
9			Нагр	9		10			18	9			10						9.29	-9.59

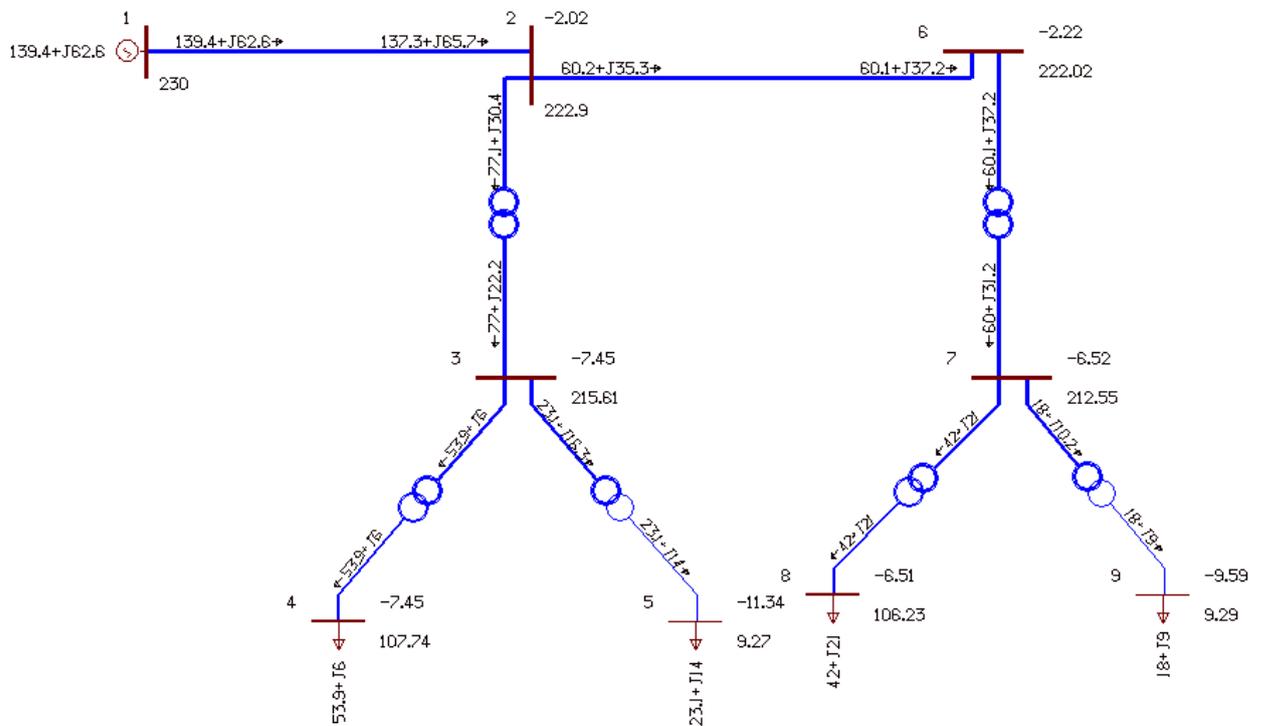
Ветви														
	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	U_г	U_фаз	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			-	4.575	15.163	-194.68		-139	-63
2			Тр-р	2	3			-	0.5	59.2		1	-77	-30
3			Тр-р	3	4			-	0.5			0.5	-54	-6
4			Тр-р	3	5			-	1	131		0.045	-23	-16
5			ЛЭП	2	6			-	1.082	3.588	-46.072		-60	-35
6			Тр-р	6	7			-	0.5	59.2		1	-60	-37
7			Тр-р	7	8			-	0.5			0.5	-42	-21
8			Тр-р	7	9			-	1	131		0.045	-18	-10

Районы+Потери										
	U_р+	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
		U_ном		dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	Ш_Тр-р	
1				2.39	2.19	0.2				

Районы+Потери Q										
	U_р+	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
		U_ном		dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Ген_ЛЭ	Ш_Тр-р	
1				24.93	7.24	17.68	-12.27	-12.27		

Узлы+Ветви

	0	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	0	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1		230				139.4	62.6	230	-1000	1000	
2			2		222.9	-2	-139	-63	2.08	6.89	384		-9.99	
3			2		222.9	-2.02					220			
4			1		230	2	137	66	2.08	6.89	394		-9.99	
5			3		215.6	-5.4	-77	-30	0.07	8.19	215			
6			6		222	-0.2	-60	-35	0.11	0.36	181		-2.28	
7			3		215.61	-7.45					220			
8			2		222.9	5.4	77	22	0.07	8.19	215			
9			4		107.7	0	-54	-6	0.03		145			
10			5		9.3	-3.9	-23	-16	0.02	2.25	76			
11			4		107.74	-7.45	53.9	6			110			
12			3		215.6	-0	54	6	0.03		291			
13			5		9.27	-11.34	23.1	14			10			
14			3		215.6	3.9	23	14	0.02	2.25	1681			
15			6		222.02	-2.22					220			
16			2		222.9	0.2	60	37	0.11	0.36	184		-2.28	
17			7		212.6	-4.3	-60	-37	0.05	6	184			
18			7		212.55	-6.52					220			
19			6		222	4.3	60	31	0.05	6	184			
20			8		106.2	0	-42	-21	0.02		128			
21			9		9.3	-3.1	-18	-10	0.01	1.24	56			
22			8		106.23	-6.51	42	21			110			
23			7		212.6	-0	42	21	0.02		255			
24			9		9.29	-9.59	18	9			10			
25			7		212.6	3.1	18	9	0.01	1.24	1251			



ACCR-477-T16

Ветви														
	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	групп	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			-	4.246	11.352	-194.68		-139	-60
2			Тр-р	2	3			-	0.5	59.2		1	-77	-30
3			Тр-р	3	4			-	0.5			0.5	-54	-6
4			Тр-р	3	5			-	1	131		0.045	-23	-16
5			ЛЭП	2	6			-	1.005	2.686	-46.072		-60	-35
6			Тр-р	6	7			-	0.5	59.2		1	-60	-37
7			Тр-р	7	8			-	0.5			0.5	-42	-21
8			Тр-р	7	9			-	1	131		0.045	-18	-10

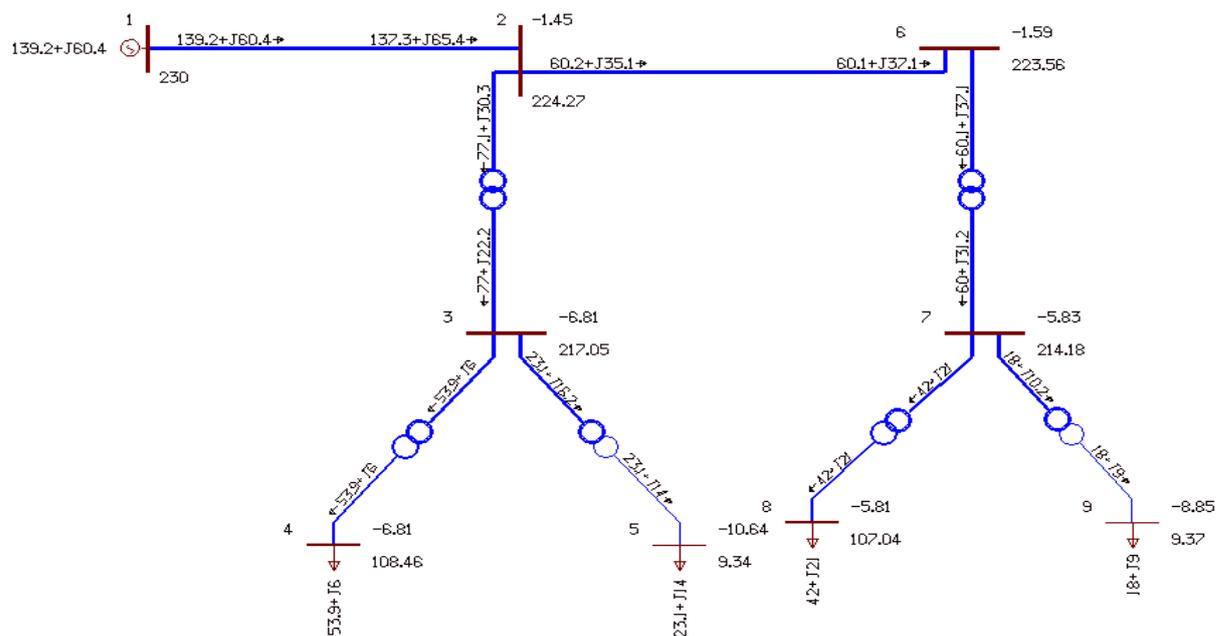
Узлы																				
	Q	S	Тип	Номер	Название	U_ном	сх	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		230					139.2	60.4	230	-1000	1000				230	
2			Нагр	2		220							220						224.27	-1.45
3			Нагр	3		220							220						217.05	-6.81
4			Нагр	4		110			53.9	6			110						108.46	-6.81
5			Нагр	5		10			23.1	14			10						9.34	-10.64
6			Нагр	6		220							220						223.56	-1.59
7			Нагр	7		220							220						214.18	-5.83
8			Нагр	8		110			42	21			110						107.04	-5.81
9			Нагр	9		10			18	9			10						9.37	-8.85

Районы+Потери											
	Q	S	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
					U_ном	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р
1					2.2	2	0.2	-0	-0		

Районы+Потери Q											
	Q	S	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
					U_ном	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Ген_ЛЭП	XX_тр-р
1					22.77	5.34	17.43	-12.36	-12.36		

Узлы+Ветви

	0	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	0	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			1		230				139.2	60.4	230	-1000	1000	
2			2		224.3	-1.4	-139	-60	1.9	5.08	381	-0	-10.05	
3			2		224.27	-1.45					220			
4			1		230	1.4	137	65	1.9	5.08	391	-0	-10.05	
5			3		217	-5.4	-77	-30	0.07	8.08	213			
6			6		223.6	-0.1	-60	-35	0.1	0.26	179		-2.31	
7			3		217.05	-6.81					220			
8			2		224.3	5.4	77	22	0.07	8.08	213			
9			4		108.5	0	-54	-6	0.03		144			
10			5		9.3	-3.8	-23	-16	0.02	2.22	75			
11			4		108.46	-6.81	53.9	6			110			
12			3		217	-0	54	6	0.03		289			
13			5		9.34	-10.64	23.1	14			10			
14			3		217	3.8	23	14	0.02	2.22	1669			
15			6		223.56	-1.59					220			
16			2		224.3	0.1	60	37	0.1	0.26	182		-2.31	
17			7		214.2	-4.2	-60	-37	0.05	5.91	182			
18			7		214.18	-5.83					220			
19			6		223.6	4.2	60	31	0.05	5.91	182			
20			8		107	0	-42	-21	0.02		127			
21			9		9.4	-3	-18	-10	0.01	1.22	56			
22			8		107.04	-5.81	42	21			110			
23			7		214.2	-0	42	21	0.02		253			
24			9		9.37	-8.85	18	9			10			
25			7		214.2	3	18	9	0.01	1.22	1241			



Аеро-Z 301-2Z

Ветви														
№	Q	S	Тип	N_нач	N_кон	N_г	руг	Название	R	X	B	Кт/г	P_нач	Q_нач
1			ЛЭП	1	2			-	4.014	10.315	-194.68		-139	-59
2			Тр-р	2	3			-	0.5	59.2		1	-77	-30
3			Тр-р	3	4			-	0.5			0.5	-54	-6
4			Тр-р	3	5			-	1	131		0.045	-23	-16
5			ЛЭП	2	6			-	0.95	2.441	-46.072		-60	-35
6			Тр-р	6	7			-	0.5	59.2		1	-60	-37
7			Тр-р	7	8			-	0.5			0.5	-42	-21
8			Тр-р	7	9			-	1	131		0.045	-18	-10

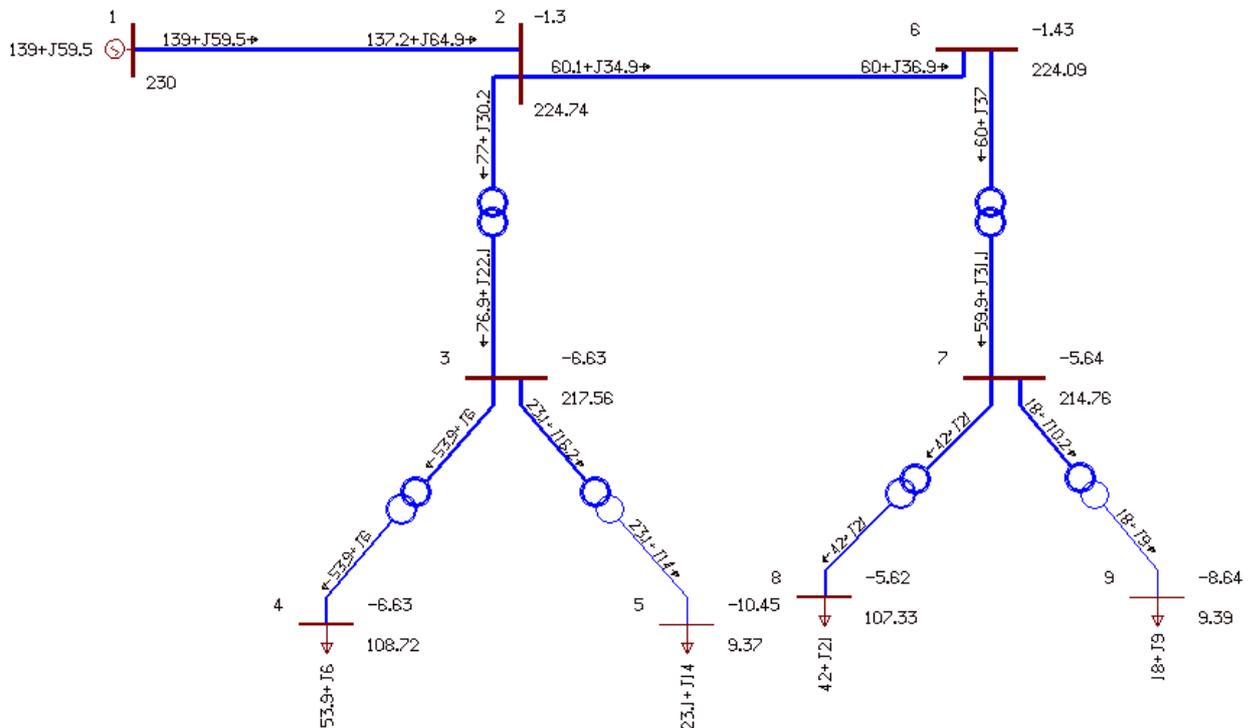
Узлы																				
№	Q	S	Тип	Номер	Название	U_ном	U_ск	Район	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	U_min	U_max	B_ш	V	Delta
1			База	1		230					139	59.5	230	-1000	1000				230	
2			Нагр	2		220							220						224.74	-1.3
3			Нагр	3		220							220						217.56	-6.63
4			Нагр	4		110			53.9	6			110						108.72	-6.63
5			Нагр	5		10			23.1	14			10						9.37	-10.45
6			Нагр	6		220							220						224.09	-1.43
7			Нагр	7		220							220						214.76	-5.64
8			Нагр	8		110			42	21			110						107.33	-5.62
9			Нагр	9		10			18	9			10						9.39	-8.64

Районы+Потери											
№	Q	S	Район	Dp	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Ш_ЛЭП	Ш_Тр	dP_Ш
					U_ном	dP_нагр	dP_ЛЭП	dP_Тр	dP_пост	Корона	XX_тр-р
1					2.07	1.87	0.2	-0	-0		

Районы+Потери Q											
№	Q	S	Район	Dq	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	ШQ_ЛЭП	Ш_Тр	dQ_Ш
					U_ном	dQ_нагр	dQ_ЛЭП	dQ_Тр	dQ_пост	Ген_ЛЭП	XX_тр-р
1					22.11	4.82	17.29	-12.39	-12.39		

Узлы+Ветви

	Q	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	Q	S	№у	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	l_л	P_ш	Q_ш	
1			1		230				139	59.5	230	-1000	1000	
2			2		224.7	-1.3	-139	-59	1.78	4.58	379	-0	-10.07	
3			2		224.74	-1.3					220			
4			1		230	1.3	137	65	1.78	4.58	390	-0	-10.07	
5			3		217.6	-5.3	-77	-30	0.07	8.02	212			
6			6		224.1	-0.1	-60	-35	0.09	0.24	179		-2.32	
7			3		217.56	-6.63					220			
8			2		224.7	5.3	77	22	0.07	8.02	212			
9			4		108.7	0	-54	-6	0.03		144			
10			5		9.4	-3.8	-23	-16	0.02	2.2	75			
11			4		108.72	-6.63	53.9	6			110			
12			3		217.6	-0	54	6	0.03		288			
13			5		9.37	-10.45	23.1	14			10			
14			3		217.6	3.8	23	14	0.02	2.2	1665			
15			6		224.09	-1.43					220			
16			2		224.7	0.1	60	37	0.09	0.24	182		-2.32	
17			7		214.8	-4.2	-60	-37	0.05	5.85	181			
18			7		214.76	-5.64					220			
19			6		224.1	4.2	60	31	0.05	5.85	181			
20			8		107.3	0	-42	-21	0.02		126			
21			9		9.4	-3	-18	-10	0.01	1.22	56			
22			8		107.33	-5.62	42	21			110			
23			7		214.8	-0	42	21	0.02		253			
24			9		9.39	-8.64	18	9			10			
25			7		214.8	3	18	9	0.01	1.22	1237			



ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной работы были исследованы современные типы проводов

С применением каждого типа провода были произведены: механический расчет ВЛ, определена величина габаритного пролета, произведен выбор изоляторов, опор, фундамента под опору, выполнен расчет и выбор грозозащитного троса.

Наиболее эффективным с технико-экономической точки зрения оказался провод марки АСк2у 300/39.

При выполнении раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была произведена оценка инновационного потенциала исследования, составлена смета затрат, основной и дополнительной заработной платы, внебюджетных отчислений, а также накладных расходов.

Произведен анализ имеющих место опасных и вредных факторов при эксплуатации воздушных линий, а также определены меры по ограничению воздействия этих факторов на электромонтера, и методы защиты от них. Произведено описание мер предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Определено воздействие воздушной линии электропередач на окружающую среду. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Послание Президента Республики Казахстан – Лидера Нации Н.А. Назарбаева народу Казахстана.
2. К.Д. Дукенбаев, А.В. Доронин «Некоторые экономические аспекты энергетической реформы Казахстана». Журнал «Энергетика и топливные ресурсы Казахстана» №8 2002 г.
3. Р. Гульнур, Р. Анар, П. Улпан – аналитики Агентства по исследованию рентабельности инвестиций (АИРИ). «Деловой Казахстан », №1 (298) от 13.01.2012 г.
4. Щеглов Н.В. «Современные подходы к совершенствованию и развитию воздушных линий электропередачи». Четвертая Российская научно-практическая конференция с международным участием .
5. www.ruscable.ru/print.html?p=/article/Innovacionnye_konstrukcii_provodov_dlya
6. Неизолированные провода для воздушных линий электропередачи Nexans Aero-Z. – <http://www.kabtrade.ru>
7. Глобальный эксперт в кабельных системах Nexans – <http://www.nexans.ru/eservice>
8. Инновационные конструкции неизолированных проводов – <http://www.uncomtech.ru/>
9. «Алюминиевый композит-ный усиленный провод». Энерго-эксперт №3, 2007
10. Брошюра фирмы «ЗМ» АССР 2012.
11. Д.И. Белый. «Алюминиевые сплавы для токопроводящих жил кабельных изделий». Наука и Техника, №1 (232) 2012.
12. <http://95.154.104.206/index.php?dir=Library/%CB%E5%EA%F6%E8%E8>
13. <http://lib.convdocs.org/docs/index-140669.html?page=3>
14. Ежков В.В., Зарудский Г.К., Зуев Э.Н. и др. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях[таблица 2.5.1 и 2.5.3] — Москва: Высшая школа, 1999г.
15. Ежков В.В., Зарудский Г.К., Зуев Э.Н. и др. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях[стр. 337] — Москва: Высшая школа, 1999г.

**ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

На дипломную работу
(наименование вида работы)

Саитова Дамиржана Имаржановича
(Ф.И.О. обучающегося)

6B07101 – Энергетика
(Шифр и наименование специальности)

Тема: **«Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей»**

Дипломник Саитов Д.И. приступил к выполнению дипломной работы в соответствии с графиком.

За время работы дипломирования показал себя грамотным, инициативным специалистом, способным самостоятельно заниматься поиском необходимых литератур и материалов.

В работе проанализированы параметры, связанные с передаваемой мощностью в электрической сети, сделаны выводы и предложены способы повышения пропускной способности линии электропередач.

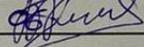
Дипломная работа посвящена рассмотрению современных типов проводов. С применением каждого типа провода были произведены: механический расчет ВЛ, произведен расчет потерь электроэнергии.

Считаю, что дипломная работа заслуживает оценки 90 %, а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по специальности 6B07101 – «Энергетика».

Научный руководитель
магистр,

старший преподаватель

Ж.К. Бекболатова

«7»  2023г.

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу
(наименование вида работы)

Саитова Дамиржана Имаржановича
(Ф.И.О. обучающегося)

6В07101 - Энергетика
(шифр и наименование специальности)

на тему: Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Выполнено:
пояснительная записка на 59 страницах

В дипломной работе было раскрыта тема пропускной способности ЛЭП.

Задачей повышения пропускной способности линий электропередачи является улучшение использования линий — повышение рабочих напряжений, нагрузок на провода, так и применение дополнительных технических средств — компенсаторов реактивной мощности, устройств распределения потоков мощности в сети, гибкого управления режимами работы линий переменного тока.

Повышаются требования к экономичности и экологии, снижению сроков строительства воздушных линий, безопасности и защите от электромагнитных полей и помех от них, что требует новых подходов к сооружению воздушных каналов передачи электроэнергии. Для решения проблем передачи электроэнергии предлагаются новые конструкции проводов, сделан сравнительный анализ их с применяемыми проводами в системе электропередач.

В данном исследовании были рассмотрены современные типы проводов. С применением каждого типа провода были произведены: механический расчет ВЛ, произведен выбор изоляторов, опор, фундамента под опору, выполнен расчет.

В работе проанализированы параметры, связанные с передаваемой мощностью в электрической сети, сделаны выводы и предложены способы повышения пропускной способности линии электропередач.

Произведено описание мер предосторожности при возникновении чрезвычайных ситуаций. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Замечания к работе

Однако дипломная работа не представляет информации о дальнейших исследованиях рассматриваемой технологии. Это предупреждение не влияет на важность выполняемой работы.

Оценка работы

Дипломная работа заслуживает оценки «хорошо» (90%), а ее автор присвоения академической степени «бакалавр» по специальности 6В07101 – «Энергетика».



Рецензент

Профессор АУЭС

Сагитов П.И.

2023г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Саитов Дамиржан Имаржанович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Научный руководитель: Жаннат Бекболатова

Коэффициент Подобия 1: 1.6

Коэффициент Подобия 2: 1.1

Микропробелы: 3

Знаки из здругих алфавитов: 186

Интервалы: 2

Белые Знаки: 0

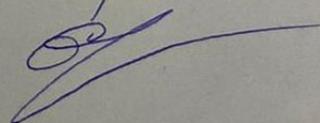
После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата 9.06.2023

Заведующий кафедрой Энергетики

Сарабаев С.А.



Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Сайтов Дамиржан Имаржанович

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Пути повышения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей

Научный руководитель: Жаннат Бекболатова

Коэффициент Подобия 1: 1.6

Коэффициент Подобия 2: 1.1

Микропробелы: 3

Знаки из здругих алфавитов: 186

Интервалы: 2

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата 09.06.2023г

проверяющий эксперт