

УДК 621.315.145, 621.316.11

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Латыпов Ирек Салихович^{1,4},
Irek.tat.Latypov@gmail.com

Сушков Валерий Валентинович^{1,2},
SushkovVV@gray-nv.ru

Хмара Гузель Азатовна¹,
hmaraga@tyuiu.ru

Паршуков Андрей Николаевич¹,
parshukovan@tyuiu.ru

Хамитов Рустам Нуриманович^{1,3},
apple_27@mail.ru

- ¹ Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38.
- ² Нижневартовский государственный университет, Россия, 628605, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 56.
- ³ Омский государственный технический университет, Россия, 644050, г. Омск, пр. Мира, 11.
- ⁴ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Россия, 425048, г. Тюмень, ул. Максима Горького, 42.

Актуальность обусловлена тем, что электроэнергетические системы нефтегазопромысловых потребителей представлены преимущественно воздушными линиями электропередачи, выполненными неизолированными витыми проводами типа А, АС. При этом на долю воздушных линий класса напряжения 6–35 кВ, эксплуатируемых более 35 лет, приходится порядка 55 % от всей протяженности линий данного класса напряжения, что говорит о необходимости их модернизации в ближайшем будущем. Имея низкую стоимость и хорошие показатели теплоотдачи, данные провода уступают другим типам в надежности и механической прочности при ветровой и гололедной нагрузках. В меньшей степени в электроэнергетических системах нефтегазопромысловых потребителей представлены самонесущие изолированные провода, обладающие, однако, меньшей теплоотдачей в сравнении с А и АС проводами. С целью увеличения механической прочности в системах электроснабжения используют провода типа АСВП, АААС, АССС, Аеро-Z и другие, также уступающие проводам типа А и АС в теплоотдаче. Таким образом, поиск новых технических решений и обоснованный выбор типов проводов с точки зрения энергоэффективности передачи электрической энергии с учетом действия на них механических нагрузок являются актуальными научно-техническими задачами.

Цель: увеличение пропускной способности электрической сети и повышение энергоэффективности действующей электроэнергетической системы нефтегазопромысловых потребителей

Объекты: электроэнергетическая система нефтегазопромысловых потребителей, представленная распределительной электрической сетью, выполненной воздушными линиями электропередачи. Предмет исследования – зависимость пропускной способности электрической сети и энергоэффективности передачи электрической энергии линии электропередачи от конструкции провода воздушной линии.

Методы: математического анализа, положения теоретических основ электротехники, математическое моделирование в программном комплексе RastrWin3.

Результаты. В процессе математического моделирования установлено, что применение предложенной авторами энергоэффективной конструкции провода способно снизить операционные затраты на потери электроэнергии на проблемных участках воздушных линий на 11,8 %. При этом пропускная способность реконструируемых участков электрической сети увеличится на 19,6 % без строительства дополнительных ВЛ-6 кВ.

Ключевые слова:

Электроэнергетическая система, нефтегазопромысловые потребители, воздушная линия электропередачи, энергоэффективность, пропускная способность электрической сети.

Введение

В настоящее время в электроэнергетических системах нефтегазопромысловых потребителей (ЭСНП) наблюдается значительное развитие техники и технологий,

направленных на непрерывное и безаварийное электроснабжение электроприемников [1]. К основным задачам развития электроэнергетических систем нефтегазопромысловых потребителей следует отнести [2–7]:

1. Совершенствование технологического управления электроэнергетическими объектами и применение современных методов планирования развития, включая принципы системного анализа.
2. Внедрение современных технологий эксплуатации, повышающих эффективность процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии с использованием современных средств диагностики, мониторинга, идентификации, а также технических и информационно-измерительных систем.
3. Обеспечение достаточной надежности электроснабжения.
4. Разработка экономически обоснованных мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях.
5. Перспективное планирование развития электрических систем с применением актуальных достижений науки и техники, внедрение инновационных технических решений и технологий обслуживания, управления, защиты и передачи информации, систем связи и систем технического и коммерческого учета электроэнергии.
6. Обеспечение промышленной, пожарной безопасности, природоохранных мероприятий и охраны труда.
7. Снижение времени участия человека в процессах эксплуатации, технического обслуживания и управления энергосистемами.
8. Совершенствование нормативно-технической документации и методического сопровождения направлений деятельности в энергетике.

В данной работе рассматривается задача развития электроэнергетических систем нефтегазопромысловых потребителей, связанная с передачей электрической мощности от источника электроэнергии до конечных потребителей – это преимущественно распределительные сети среднего класса напряжения 6–35 кВ, представленные неизолированными проводами типа А и АС [8, 9]. Для решения данной задачи в работе рассмотрены особенности построения электроэнергетических систем нефтегазопромысловых потребителей.

Электроэнергетические системы нефтегазопромысловых потребителей

Для электроснабжения нефтегазопромысловых потребителей в электроэнергетических системах применяются следующие варианты источников энергии: сторонний источник электроснабжения (внешнее электроснабжение); изолированный источник электроэнергии (электростанции собственных нужд), преобразующие газообразное и/или жидкое топливо в электрическую энергию; совместная работа внешнего электроснабжения и изолированных источников электроэнергии [10].

Технические решения, принятые в электроэнергетических системах нефтегазопромысловых потребителей, должны обеспечивать [11–15]: нормированные категории надежности электроснабжения для каждой группы потребителей; требуемое качество электроэнергии; экономически обоснованный уровень потерь электроэнер-

гии в элементах сети; поддержание требуемых параметров технологического режима работы оборудования при изменении электрических нагрузок; минимальные капитальные и эксплуатационные затраты.

Для вновь возводимых систем электроснабжения нефтегазопромысловых объектов на сегодняшний день принято руководствоваться следующими принципами [16, 17]:

- номинальные напряжения объектов электрических сетей переменного тока следует выбирать из следующего ряда номинальных напряжений: 10, 35, 110 кВ;
- перевод действующих электрических сетей на более высокий обоснованный класс напряжения может производиться для увеличения их пропускной способности и одновременного уменьшения потерь электрической энергии в элементах сети, а также для обеспечения показателей качества электроэнергии у потребителей;
- при одинаковой удельной стоимости воздушных линий (ВЛ) разных классов предпочтение следует отдавать габаритам ВЛ большего класса напряжения;
- при выборе сечения проводов и кабелей по потерям напряжения необходимо выполнять расчет потерь активной мощности для вариантов с близкими стандартными сечениями с учетом тарифа электроэнергии. Необходимо выполнять сравнительные технико-экономические обоснования на применение вариантов сечений проводов и кабелей с горизонтом на весь срок службы.

Электроснабжение отдаленных потребителей в электроэнергетических системах нефтегазопромысловых потребителей осуществляется, как правило, по двум одноцепным взаиморезервируемым ВЛ 10(6) кВ, подключенным к независимым источникам для электроснабжения потребителей I и II категории надежности электроснабжения, и одноцепными ВЛ 10(6) кВ для электроснабжения потребителей III категории надежности электроснабжения.

В электроэнергетических системах нефтегазопромысловых потребителей присутствуют электроприемники:

- получающие питание по одному вводу – III категория;
- получающие питание от двух независимых источников питания с ручным переключением – II категория;
- получающие питание от двух независимых источников питания с АВР – I категория;
- получающие питание от трех независимых источников питания с АВР – особая группа.

При распределении нагрузки в сети 10(6) кВ и выше применяется комплексный подход, учитывается и проводится анализ изменений характера нагрузок и их влияния в сети более высокого класса напряжения, выполняется прогноз потерь электрической энергии при различных режимах работы сети, оптимизация мест размыкания ВЛ с двухсторонним питанием, внедрение установок компенсации реактивной мощности.

Технические решения, применяемые для повышения энергоэффективности и пропускной способности электрической сети в ЭСНП

Повышение энергоэффективности передачи электроэнергии и увеличение пропускной способности электрической сети в ЭСНП можно достичь путем регулирования основных параметров, характеризующих работу системы: активная P и реактивная Q мощности; напряжение питающей сети U ; ток I нагрузки.

В работах [18–20] предлагается проводить регулирование по одному из выбранных параметров P , Q , U и I , связанных переменными потерями в ВЛ и наибольшей передаваемой по линии активной мощностью, тем самым увеличивая пропускную способность электрической сети. В случае регулирования электрической нагрузки выполняют мероприятия по компенсации реактивной составляющей (продольная и поперечная компенсация реактивной мощности), а также применяют автоматику разгрузки сети, оставляя в работе ответственных потребителей. Для регулирования напряжения сети в распределительных сетях ЭСНП чаще всего применяются вольтдобавочные трансформаторы, которые обеспечивают требуемый уровень напряжения на шинах отдаленных от энергоцентра потребителей.

Еще одним способом регулирования потерь электроэнергии и увеличения пропускной способности распределительных сетей ЭСНП является использование проводов большего сечения, а также расщепление фазных проводов (увеличение длительно допустимого тока линии) [21]. Данный способ требует значительных капитальных затрат, связанных не столько с повышением стоимости самих проводников, сколько с необходимостью строительства ВЛ с применением опор с большей несущей способностью из-за увеличения веса проводов.

Известно, что активное сопротивление воздушной линии электропередачи зависит от материала проводника и температуры окружающей среды [3, 22–24], то есть сопротивление уменьшается с увеличением интенсивности охлаждения, которое зависит от площади теплообмена с окружающей средой, что позволяет дополнительно снизить потери электроэнергии в воздушной линии электропередачи.

Следовательно, снижение потерь электроэнергии и увеличение пропускной способности в распределительной сети ЭСНП можно достичь путем одновременного регулирования всех параметров, характеризующих работу системы.

В работе предложен способ, отличный от рассмотренных, основанный на определении энергоэффективной формы поперечного сечения провода, применение которого позволяет дополнительно снизить потери электроэнергии и повысить пропускную способность линии электропередачи за счет увеличенной поверхности охлаждения провода линии электропередачи, с учетом условий окружающей среды. С целью обоснования данного способа ниже приведен математический анализ процессов нагрева и охлаждения проводника в зависимости от формы его сечения.

Математическая модель нагрева и охлаждения проводника электрическим током

$$\rho_{\Pi} \cdot C_{\text{рп}} \frac{\partial T}{\partial t} = Q - \text{div}(\vec{q}), \quad (1)$$

где ρ_{Π} – плотность проводника, кг/м³; $C_{\text{рп}}$ – удельная теплоёмкость проводника при постоянном давлении, Дж/(кг×К); T – температура проводника, К; t – время, с.; Q – объёмная мощность нагрева проводника током, Вт/м³; \vec{q} – вектор плотности теплового потока, обусловленного теплопроводностью, Вт/м².

Объёмная мощность нагрева проводника током равна:

$$Q = \frac{r_{\Pi} \cdot I^2}{S_{\Pi}^2}, \quad (2)$$

где r_{Π} – идентифицированное удельное сопротивление проводника, Ом/м; I – сила тока, А; S_{Π} – площадь сечения проводника, м².

Согласно закону теплопроводности Фурье вектор плотности теплового потока \vec{q} равен:

$$\vec{q} = -\lambda_{\Pi} \cdot \text{grad}(T), \quad (3)$$

где λ_{Π} – коэффициент теплопроводности проводника, Вт/(м·К).

В цилиндрической системе координат уравнение (1) принимает вид:

$$\rho_{\Pi} C_{\text{рп}} \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\vec{q}(r,t)) + Q(r,t), \quad (4)$$

где r – радиус точки, м.

Таким образом, для одножильного кабеля цилиндрической геометрии из системы уравнений (3), (4) получаем:

$$\rho_{\Pi} C_{\text{рп}} \frac{\partial T(r,t)}{\partial t} = -\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r\vec{q}(r,t)) + Q(r,t), \quad (5)$$

$$q(r,t) = -\lambda_{\Pi} \frac{\partial T(r,t)}{\partial r}.$$

Определим граничные условия для системы уравнений (5). На оси проводника ($r=0$) в силу симметрии тепловой поток $q(r,t)$ должен обращаться в ноль:

$$q(r,t)|_{r=0} = 0. \quad (6)$$

Тепловой поток с границы проводника и окружающей среды описывается законом Ньютона–Рихмана:

$$q(r,t)|_{r=R} = \alpha(T(R,t) - T_0), \quad (7)$$

где α – коэффициент теплоотдачи с поверхности проводника, Вт/м²; R – радиус проводника, м; T_0 – температура окружающей среды, К.

Система уравнений (5), дополненная граничными условиями (6), (7), является математической моделью одножильного проводника.

Коэффициент теплоотдачи излучения зависит от температуры наружной поверхности провода и находится по закону Стефана–Больцмана:

$$\alpha_{\text{и}} = \varepsilon \cdot C_0 \cdot \frac{T^4 - T_0^4}{T - T_0}, \quad (8)$$

где ε – коэффициент черноты поверхности провода; C_0 – постоянная излучения абсолютно черного тела;

T – абсолютная температура провода; T_0 – абсолютная температура окружающей среды.

Коэффициент теплоотдачи конвекции, который зависит от периметра поперечного сечения провода и определяется соотношением:

$$\alpha_K = \frac{b \cdot \lambda \cdot \nu^a}{\nu^a \cdot (0,5P)^{1-a}}, \quad (9)$$

где a , b – постоянные коэффициенты; λ – теплопроводность воздуха; ν – кинетическая вязкость воздуха; ν – скорость ветра; P – периметр поперечного сечения провода.

Значения коэффициентов a и b принимаются из следующих условий:

$$\begin{cases} \text{если } 10^2 \leq \frac{0,5 \cdot P \cdot \nu}{\nu} \leq 10^3, \text{ то } a = 0,44; b = 0,813; \\ \text{если } 10^3 \leq \frac{0,5 \cdot P \cdot \nu}{\nu} \leq 10^5, \text{ то } a = 0,59; b = 0,288. \end{cases}$$

Значение отношения $\frac{b\lambda}{\nu^a}$ принимается из следующих условий:

$$\begin{cases} \text{если } 10^2 \leq \frac{36364 \cdot P \cdot \nu}{1 + 0,0068 \cdot T_0} \leq 10^3, \text{ то } \frac{b\lambda}{\nu^a} = 2,73; \\ \text{если } 10^3 \leq \frac{36364 \cdot P \cdot \nu}{1 + 0,0068 \cdot T_0} \leq 10^5, \text{ то } \frac{b\lambda}{\nu^a} = 5,19. \end{cases}$$

Соотношение (9) показывает, что увеличение периметра поперечного сечения P провода уменьшает коэффициент теплоотдачи конвекции.

Тогда коэффициент теплоотдачи нагретого провода, обтекаемого воздухом, температура которого меньше температуры провода, равен:

$$\alpha = \alpha_{\text{и}} + \alpha_K, \quad (10)$$

где α_K – коэффициент теплоотдачи конвекцией; $\alpha_{\text{и}}$ – коэффициент теплоотдачи излучением.

Стационарный режим нагрева

В стационарном режиме нагрев проводника протекающим током компенсируется теплоотдачей с его поверхности, а температурное поле $T(r,t)$ не зависит от времени. Приравнявая в (5) нулю производную от T по времени получаем:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_{\text{п}} \frac{\partial T(r)}{\partial r} \right) + r Q(r) = 0. \quad (11)$$

Интегрируя уравнение (7) по переменной r от 0 до R , с учётом граничного условия (6) получим:

$$T(r) = T_0 + \frac{Q_s}{4\pi\lambda_{\text{п}}} \left(1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right), \quad r \leq R, \quad (12)$$

где с учётом (2) $Q_s = \pi R^2 Q = (\pi R r_{\text{п}}^2) / S_{\text{п}}$ (Вт/м) представляет собой мощность нагрева током провода длиной 1 м.

Аналогично выводится стационарный профиль температуры в проводнике, состоящем из двух материалов (сталь и алюминий). Пусть R_1 – радиус внутренней жилы (сталь) проводника, а R – радиус внеш-

ней (алюминий). Установившуюся температуру на границе двух жил обозначим за T_1 , тогда получим систему уравнений:

$$T(r) = \begin{cases} T_1 + \frac{Q_{s,1}}{4\pi\lambda_{\text{п},1}} \left(1 - \left(\frac{r}{R_1} \right)^2 \right), & r \leq R_1; \\ T_0 + \frac{Q_{s,2}}{4\pi\lambda_{\text{п},2}} \left(1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right), & R_1 < r \leq R, \end{cases} \quad (13)$$

где

$$Q_{s,1} = \frac{\pi R_1^2 r_{\text{п},1}^2 I^2}{S_{\text{п},1}} \quad (\text{Вт/м}),$$

$$Q_{s,2} = \frac{\pi (R^2 - R_1^2) r_{\text{п},2}^2 I^2}{S_{\text{п},2}} \quad (\text{Вт/м}).$$

Температура T_1 в (10) определяется из условия непрерывности теплового потока на границе двух жил:

$$T_1 = T_0 + \frac{Q_{s,2}}{4\pi\lambda_{\text{п},2}} \left(1 - \left(\frac{R_1}{R} \right)^2 \right).$$

Из формулы (13) следует, что максимальная температура будет на оси проводника, она определяется по формуле:

$$T(0) = T_1 + \frac{Q_{s,1}}{4\pi\lambda_{\text{п},1}}.$$

С удалением от оси проводника температура падает пропорционально квадрату расстояния.

Наматывание провода не меняет его цилиндрической формы, следовательно, формулы (10)–(12) остаются справедливыми и для витого проводника. Для проводника, состоящего из нескольких витых жил, формула (6) остается справедливой, но лишь в направлении контакта жилы с внешней средой. Распределение температуры в направлении контакта двух жил проводника описывается формулой:

$$T(r) = \begin{cases} T_1 + \frac{Q_{s,1}}{4\pi\lambda_{\text{п},1}} \left(1 - \left(\frac{r}{R_1} \right)^2 \right), & r \leq R_1; \\ T_1, & R_1 < r \leq R, \end{cases}$$

По условию теплового баланса получим выражение для определения длительно допустимого тока:

$$I_{\text{дл. доп}} = \sqrt{\frac{\alpha PL (T - T_0) S_{\text{п}} \chi_3}{P_t}}. \quad (14)$$

Из выражения (14) видно, что длительно допустимый ток зависит от температуры нагрева провода, которая, в свою очередь, зависит от боковой поверхности охлаждения провода, – при увеличении периметра огибающей сечения провода длительно допустимый ток увеличивается, а уменьшение этого периметра приводит к снижению величины тока.

Режим остывания провода

Остывание проводника описывается системой уравнений (12) с $Q=0$:

$$\rho_{\text{п}} C_{\text{рп}} \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} = \frac{\lambda_{\text{п}}}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} \right). \quad (15)$$

Раскрывая скобки в правой части уравнения (15), окончательно получаем:

$$\frac{\rho_{\text{п}} C_{\text{рп}}}{\lambda_{\text{п}}} \frac{\partial T(r,t)}{\partial r} = \frac{\partial^2 T(r,t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T(r,t)}{\partial r}. \quad (16)$$

Выражение (16) представляет собой дифференциальное уравнение в частных производных, для его решения необходимо задать граничные условия по типу уравнений (6), (7). Решение уравнения в частных производных возможно только численно.

Известно, что эквивалентные тепловые потери для трехпроводной линии определяются по выражению [24]:

$$\Delta W_{\text{перем}} = 3I_{\text{нагр}}^2 R_{\Theta} \Delta t, \quad (17)$$

где $I_{\text{нагр}}$ – ток нагрузки, принимаемый на интервале времени Δt неизменным; R_{Θ} – сопротивление линии при температуре Θ на интервале времени Δt ; Δt – промежуток времени расчетного интервала.

Принимая для расчетов установившийся режим работы системы при температуре окружающей среды 20 °С (средняя температура воздуха самого жаркого месяца (июль)), выражение (17) можно представить в виде:

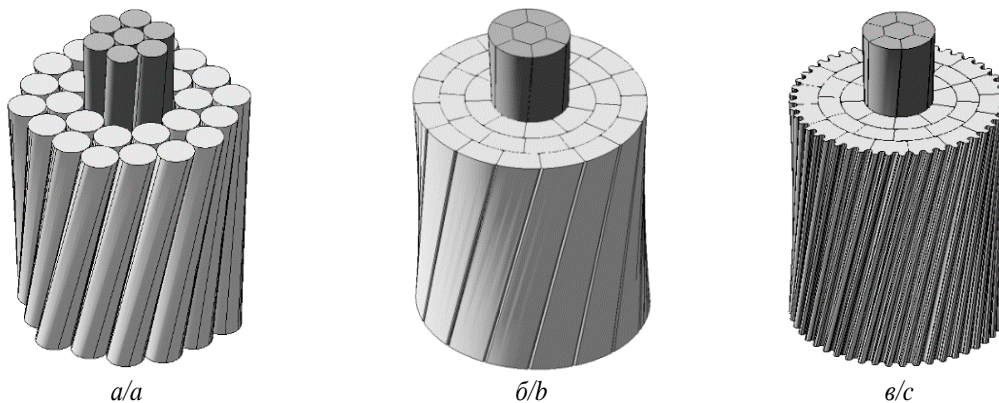


Рис. 1. Конструктивные исполнения неизолированных проводов ВЛ
Fig. 1. Structural variations of non-insulated overhead line wires

По методике, приведенной в [22], коэффициент заполнения полного сечения материалом определяется по формуле:

$$\chi_{\text{зап}} = \frac{(S_{\text{серд}} + S_{\text{токовед. части}})}{S_{\text{провода}}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{серд}}$ – номинальная площадь стального сердечника провода (при наличии несущей части); $S_{\text{токовед. части}}$ – номинальная площадь токоведущей части; $S_{\text{провода}}$ – полная площадь фигуры в сечении провода с учетом проводников и зазоров между ними, образующихся при скрутке провода.

Коэффициент гладкости поверхности из [22]:

$$m_{\text{пр}} = \frac{L_{\text{оп. окр}}}{P_{\text{ф}}}, \quad (19)$$

$$\Delta W_{\text{перем}} = 3I_{\text{нагр}}^2 \times \left(R_{20} \left(1 + \alpha \left(\frac{I_{\text{нагр}}^2 R_{20}}{2\alpha_{\text{T}} P_{\text{пров}}} L \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) - 20 \right) \right) \right) \Delta t,$$

где R_{20} – удельное электрическое сопротивление проводов при температуре провода 20 °С; α – температурный коэффициент активного сопротивления алюминиевых проводов, который равен примерно 0,004 °С⁻¹; α_{T} – коэффициент теплоотдачи; $P_{\text{пров}}$ – периметр фигуры в поперечном сечении провода; L – длина проводника; $T = Gc\chi_{\text{зап}}m_{\text{пр}}/(2\alpha_{\text{T}}L(F_{\text{ном}}\pi)^{1/2})$ – постоянная времени нагрева; G – вес проводника; c – удельная теплоемкость материала проводника.

Энергоэффективный провод ЭСНП

В рамках написания исследовательской работы было разработано и запатентовано конструктивное исполнение энергоэффективного неизолированного провода воздушной линии электропередачи класса напряжения 6–35 кВ [22, 25]. Аналогом для разработки энергоэффективного провода является провод с трапециевидными проволоками в повивах [17]. На рис. 1 представлено конструктивное исполнение проводов: а) провод типа АС [9]; б) [17]; в) [25].

где $L_{\text{оп. окр}}$ – длина окружности, описанная вокруг фигуры в сечении провода; $P_{\text{ф}}$ – периметр фигуры в сечении провода.

Сравнительный анализ энергоэффективного провода с проводом типа АС одинакового номинального сечения алюминиевого и стальной частей представлен в табл. 1. В таблицу также внесены коэффициенты заполнения полного сечения материалом $\chi_{\text{зап}}$ и гладкости поверхности провода $m_{\text{пр}}$, описание которых представлено в работе [22]. В программной системе конечно-элементного анализа ANSYS 16.0 проведено моделирование процесса нагрева и остывания проводов в зависимости от формы поперечного сечения. Распределение векторов теплового потока, а также изменение температуры нагрева поверхности провода сечением 35 мм² в зависимости от формы поперечного сечения провода представлены на рис. 2.

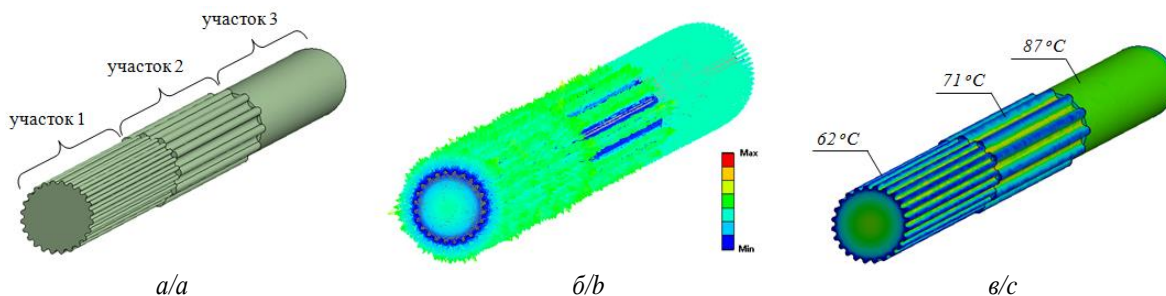


Рис. 2. Распределение векторов теплового потока и изменение температуры нагрева поверхности провода: а) представление участков с разной формой поперечного сечения; б) распределение векторов теплового потока с поверхности провода; в) температура поверхности участков провода при протекании тока нагрузки

Fig. 2. Distribution of heat flux vectors and change in the heating temperature of the wire surface: a) representation of sections with different cross-sectional shapes; b) distribution of heat flux vectors from the wire surface; c) surface temperature of wire sections during the flow of load current

Анализ рис. 2 показывает, что увеличение площади боковой поверхности охлаждения повышает плотность векторов теплового потока, при этом снижается температура нагрева провода при протекании тока нагрузки на 18,4 и 28,7 % для участков провода 1 и 2 соответственно, в сравнении с участком 3 в рассмотренном примере.

Таблица 1. Сравнительный анализ проводов [9] и [25]
Table 1. Comparative analysis of wires [9] and [25]

Провод/Wire	АС	Патент Patent 2631421
Сечение, мм ² (алюминий/сталь) Cross-section, mm ² (aluminium/steel)	95,4/15,9	95/16,3
Коэффициент заполнения полного сечения материалом $\chi_{\text{зап}}$ (18) Coefficient of filling a wire full cross-section with material (18)	0,92	0,99
Коэффициент гладкости поверхности провода $m_{\text{пр}}$ (19) Coefficient of a wire smoothness (19)	0,832	0,61
Диаметр провода, мм Wire diameter, mm	13,5	12,52
Периметр поперечного сечения провода, мм Perimeter of wire cross-section, mm	48,86	52,38
Длительно допустимый ток при температуре 90 °С (вне помещений), А Current-carrying capacity of the wire at 90 °С (outside), А	330	395
Увеличение тока, % Increase in current, %	–	16,4
Удельное активное сопротивление провода при температуре окружающей среды 20 °С, Ом/км Wire resistivity at the ambient temperature of 20 °С, Ohm/km	0,3007	0,265
Удельное реактивное сопротивление провода при температуре окружающей среды 20 °С, Ом/км Specific wire reactance at the ambient temperature of 20 °С, Ohm/km	0,385	0,379
Экономия активного материала, % * (на 1 км) Saving of active material, % * (per 1 km)	–	16

* экономия материала рассчитана при условии, что длительно допустимый ток запатентованного провода равен длительно допустимому току АС.

* saving of active material calculated assuming that the continuous carrying current of the patented wire is equal to the continuous carrying current of AC.

Анализ табл. 1 показывает, что запатентованная конструкция провода позволяет увеличить величину передаваемого по линии тока (>10 %) и сэкономить материал на изготовление провода (~16 %).

Рассмотрим пример возможного использования проводов для ВЛ энергоэффективной формы для реконструкции участка электрической сети нефтяного месторождения.

Моделирование электроэнергетической системы нефтяного месторождения в программном комплексе RastrWin3

Исследуемое нефтяное месторождение расположено в северной части Западно-Сибирской низменности, в междуречье рек Айваседопур и Пякупур.

В табл. 2 представлены электрические расчетные мощности кустовых площадок, определенные с учетом технологических нагрузок и режимов работы оборудования по РТМ 36.18.32.4-92 «Руководящий технический материал. Указания по расчету электрических нагрузок».

Таблица 2. Электрические расчетные мощности кустовых площадок ЭСНП

Table 2. Electric calculated power of well pads PSOC

Наименование ЭП Name of the electrical receiver	Расчетная мощность Calculated power			Расчетный ток на ВН, А Calculated current on HV, А
	активная, Вт active, kWt	реактивная, вар reactive, kvar	полная, кВА apparent, kVA	
Кустовая площадка № 1 Well pad no. 1	1233,6	175,8	1246,06	114,2
Кустовая площадка № 2 Well pad no. 2	993,8	141,6	1003,84	92,0
Кустовая площадка № 3 Well pad no. 3	1163,4	165,7	1175,14	107,7
Кустовая площадка № 4 Well pad no. 4	970,7	138,2	980,49	89,8
Кустовая площадка № 5 Well pad no. 5	1219,0	173,7	1231,3	112,8
Буровая установка на кустовой площадке № 5 Drilling rig on the well pad no. 5	1500	675	1644,9	150,7

Таблица 3. Условные обозначения

Table 3. Legend

Обозначение Designation	Наименование/Name
ПС 35/6 кВ. КРУН-6 кВ. 1 с.ш. Substation 35/6 kV. CDEI-6kV. 1 s.b.	Наименование источника питания, секция шин Name of power-supply, substation of busbars
Куст 1 (Т1) Well pad 1 (T1)	Наименование узла нагрузки (номер трансформатора) Name of the consumer (transformer number)
1,5+J0,2 →	Активная (кВт) и реактивная (квар) мощ- ности передачи Active (kWt) and reactive (kvar) power of supply
0,6+J0,1 →	Активная (кВт) и реактивная (квар) нагрузки узла Active (kWt) and reactive (kvar) power of consumer
6,05	Уровень напряжения в узле (кВ) Voltage level in network node (kV)
-3,76	Падение напряжения на участке от источ- ника питания до узла нагрузки (%) Voltage drop on branch of a network from the power-supply to the consumer (%)

Выполним расчет режимов сети на период эксплуатации и бурения кустовых площадок в программном комплексе RastrWin3 для двух вариантов: первый – питающий провод АС-95/16; второй – провод предложенной энергоэффективной формы.

В работе применены следующие условные обозначения (табл. 2).

Исходные данные:

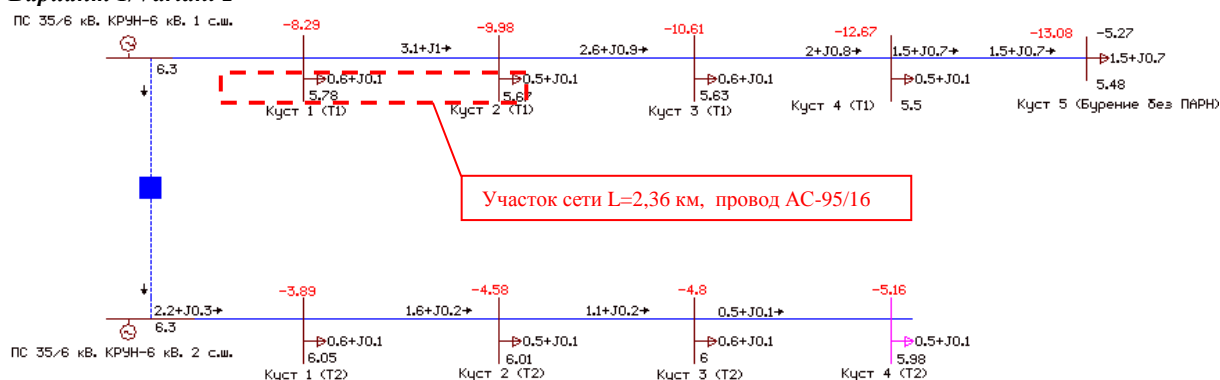
- питающая линия фидеров №№ 1, 2 – вариант 1: провод АС-95/16, вариант 2: провод энергоэффективной формы;
- электрические нагрузки кустов скважин представлены в табл. 2;
- длины ВЛ представлены в табл. 4.

Графическое изображение ЭСНП рассматриваемого месторождения в программном комплексе RastrWin3 представлено на рис. 3.

Результаты расчетов токовых нагрузок и потерь электроэнергии в ветвях представлены в табл. 4.

Из анализа расчетных данных следует, что вариант питания потребителей кустовой площадки от существующей сети (вариант 1, рис. 3) невозможен, так как падение напряжения на участках от отпайки на кустовую площадку № 2 до кустовой площадки № 5 при питании буровой установки от сети превышает допустимую величину более 10 % (п. 4.2.2 ГОСТ 32144-2013). При этом токовая нагрузка ветвей превышает допустимую величину (табл. 4) $I_{дл.доп.АС95/16} > 330$ А для ветвей 1–101, 101–102 (от источника питания до отпайки на второй куст скважин ($l=2,36$ км, рис. 3).

Вариант 1/Variant 1



Вариант 2/Variant 2



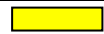
Рис. 3. Схема электроснабжения потребителей кустовой площадки № 5


Fig. 3. Power supply drawing of wells of the multiple well platform no. 5

Таблица 4. Результаты расчетов

Table 4. Calculation results

№ начального узла Beginning node no.	№ конечного узла Ending node no.	Название узла Node name	Длина участка ВЛ, км Scope of branch OL, km	Активное сопротивление ветви R, Ом Wire resistance R, Ohm Вариант 1 Вариант 2 Variant 1 Variant 2	Реактивное сопротивление ветви X, Ом Wire reactance X, Ohm Вариант 1 Вариант 2 Variant 1 Variant 2	Расчетный ток I _{расч.} , А Calculated current I _{cal.} , A		Потери активной мощности ΔP, кВт Active power losses ΔP, kWt		Потери реактивной мощности, ΔQ, квар Reactive power losses ΔQ, kvar	
						Вариант 1 Variant 1	Вариант 2 Variant 2	Вариант 1 Variant 1	Вариант 2 Variant 2	Вариант 1 Variant 1	Вариант 2 Variant 2
101	102	Куст 1 (T1) – Куст 2 (T1) Well pad 1 (T1) – Well pad 1 (T1)	0,46	<u>0,138322</u> 0,1219	<u>0,1771</u> 0,17434	330,20	322,15	45,245	<u>43,065</u>	57,929	<u>55,139</u>
201	202	Куст 1 (T2) – Куст 2 (T2) Well pad 1 (T2) – Well pad 1 (T2)	0,47	0,141239	0,18095	148,17	–	9,308	11,918	–	–
102	103	Куст 2 (T1) – Куст 3 (T1) Well pad 2 (T1) – Well pad 3 (T1)	0,2	<u>0,06014</u> 0,053	<u>0,077</u> 0,0758	281,93	273,31	14,341	13,477	18,361	17,255
202	203	Куст 2 (T2) – Куст 3 (T2) Well pad 2 (T2) – Well pad 3 (T2)	0,22	0,066154	0,0847	102,34	–	2,079	2,661	–	–
103	104	Куст 3 (T1) – Куст 4 (T1) Well pad 3 (T1) – Well pad 4 (T1)	0,8	<u>0,24056</u> 0,2120	<u>0,308</u> 0,3032	222,55	215,86	35,744	33,627	45,764	43,054
203	204	Куст 3 (T2) – Куст 4 (T2) Well pad 3 (T2) – Well pad 4 (T2)	0,81	0,243567	0,31185	46,37	–	1,571	2,012	–	–
104	105	Куст 4 (T1) – Куст 5 (T1) Well pad 4 (T1) – Well pad 5 (T1)	0,2	<u>0,06014</u> 0,053	<u>0,077</u> 0,0758	174,58	166,86	5,499	5,023	7,040	6,431
1	101	ПС 35/6 кВ. КРУН-6 кВ. 1 с.ш. – Куст 1 (T1) Substation 35/6 kV (T1) – Well pad 1 (T1)	1,9	<u>0,57133</u> 0,5035	<u>0,7315</u> 0,7201	392,35	382,64	263,849	<u>250,951</u>	337,818	<u>321,304</u>
2	201	ПС 35/6 кВ. КРУН-6 кВ. 2 с.ш. – Куст 1 (T2) Substation 35/6 kV (T2) – Well pad 1 (T2)	1,88	0,565316	0,7238	206,36	–	72,221	92,467	–	–

 Загрузка ветви превышает пропускную способность провода ВЛ/Branch loading exceeds the capacity of the OL.

 Потери активной и реактивной энергии снижены при использовании энергоэффективного провода
Losses of active and reactive energy are reduced by using an energy efficient wire.

Увеличить пропускную способность электрической сети можно путем реконструкции проблемных участков фидера № 1 представленной схемы. Так как реконструкция не предполагает замену опор для ВЛ, то необходимо выбрать тип провода, удовлетворяющий условиям: вес проводника не должен превышать вес реконструируемой ВЛ; пропускная способность линии электропередачи должна быть выше на 11 %. Таким образом, для исследуемого участка фидера № 1 целесообразно использовать энергоэффективную конструкцию провода (вариант 2, рис. 2).

Из расчета видно, что по варианту 2 токовая нагрузка ветвей не превышает допустимую величину (табл. 4) $I_{\text{дл.доп.энергоэф.пр}} < 395$ А. Падение напряжения на участках от отпайки на кустовую площадку № 2 до кустовой площадки № 5 при питании буровой установки от сети не превышает допустимую величину 10 % (п. 4.2.2 ГОСТ 32144-2013). Следовательно, электроснабжение кустовой площадки от сети возможно при замене проблемных участков ВЛ фидера № 1 на энергоэффективный провод.

Выполним предварительную экономическую оценку для двух вариантов строительства: первый – строительство дополнительного участка сети, включающего уста-

новку опор для параллельной ВЛ; второй – замена проводов типа АС на энергоэффективные провода, то есть с использованием существующих опор и арматуры.

Вариант 1. Затраты на закупку и строительство одного километра ВЛ-6 кВ по объекту аналогу составляет 9523 тыс. р. с учетом НДС. С учетом протяженности проблемного участка 2,36 км итоговая сумма составит 22474,28 тыс. р.

Вариант 2. Реконструкция участка сети будет включать: техническое обследование реконструируемых участков ВЛ-6 кВ (2 млн р.); изготовление энергоэффективных проводов (дороже на 20 %) – 234 тыс. р. км (с учетом НДС); работы по монтажу энергоэффективных проводов (в том числе транспортные услуги) – 1785 тыс. р. за один километр с учетом НДС. С учетом протяженности рассматриваемого участка 2,36 км итоговая сумма составит 7933,04 тыс. р.

Из сравнения расчетов видно, что использование энергоэффективных проводов позволит увеличить пропускную способность проблемных участков ВЛ нефтяного месторождения. Предварительная оценка показала, что замена проводов типа АС на энергоэффективные провода экономически обоснована.

Заключение

Представлены результаты исследования повышения пропускной способности распределительных сетей класса напряжения 6–35 кВ, выполненные преимущественно неизолированными проводами типа А и АС. Проведено математическое моделирование процесса нагрева и охлаждения проводов в стационарных режимах, на основе исследования моделей предложены энергоэффективные формы проводов.

На примере схемы электроснабжения потребителей кустовой площадки № 5 нефтяного месторождения от энергосистемы был рассмотрен способ повышения пропускной способности электрической сети за счет использования энергоэффективной формы. Известно, что строительство дополнительного участка ВЛ для параллельной работы увеличит пропускную способность «проблемных участков» линии электропередачи в два раза. Предложено увеличение

пропускной способности линии электропередачи за счет применения энергоэффективной формы провода без изменения конструкции ВЛ-6 кВ, что приведет к снижению потерь электроэнергии в сети.

Предложенное техническое решение для рассматриваемой схемы электроснабжения по использованию участков ВЛ фидера № 1 существующей сети с применением энергоэффективного провода позволяет снизить капитальные затраты в два раза, операционные затраты на потери электроэнергии на «проблемных участках» ВЛ снижаются на 11,8 %. При этом пропускная способность реконструируемых участков линий электропередачи увеличена на 19,6 % без строительства дополнительных участков ВЛ-6 кВ.

Таким образом, применение энергоэффективного провода позволяет снизить потери электроэнергии. Пропускная способность линий электропередачи увеличивается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Меньшов Б.Г., Ершов М.С., Яризов А.Д. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. – М.: Изд-во «Недра», 2000. – 487 с.
2. Макаров А.А. Достижения и проблемы стратегического планирования развития энергетики России // Энергетическая политика. – 2018. – № 3. – С. 2–9.
3. Латыпов И.С., Хмара Г.А., Сушков В.В. Подход к обоснованию выбора энергоэффективной формы витого неизолированного провода воздушной линии электропередачи класса напряжения 6–35 кВ // Промышленная энергетика. – 2017. – № 4. – С. 8–12.
4. Arkhipova O.V. Principles of system analysis for sustainable electric power supply to agro-industrial complexes operating in energy isolated territories // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 723, 2021, 052032. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/723/5/052032> (дата обращения 15.01.2022).
5. Identification of parameters of power circuits pulse energy conversion systems of electromechanical equipment / E.A. Godovnikov, E.G. Andreeva, V.Z. Kovalev, R.T. Usmanov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052007> (дата обращения 15.01.2022).
6. Identification of mathematical models parameters of electromechanical consumers of regionally isolated electrotechnical complexes / V.Z. Kovalev, O.V. Arkhipova, S.S. Esin, A.A. Tatevosyan, A.G. Scherbakov // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052014> (дата обращения 15.01.2022).
7. Определение параметров схемы замещения погружного электродвигателя на основании данных испытаний / С.С. Шубин, В.У. Ямалиев, А.С. Глазырин, Д.С. Буньков, С.Н. Кладиев, И.В. Раков, Е.В. Боловин, В.З. Ковалев, Р.Н. Хамитов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 1. – С. 204–214.
8. Сравнительный анализ целесообразности применения проводов с композитным сердечником и проводов традиционной конструкции / В.В. Смирнов, А.А. Лавренчук, Т.С. Максимиенко, М.А. Старченко, Е.Ю. Чернова // Энергетические установки и технологии. – 2018. – Т. 4. – № 4. – С. 96–102.
9. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. Технические условия: ГОСТ 839-2019. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2019. – 39 с.
10. Фаворский О.Н., Филиппов С.П., Полищук В.Л. Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентным оборудованием // Вестник Российской Академии Наук. – 2017. – № 87 (8). – С. 679–688. DOI: 10.1134/S1019331617040086. URL: <https://link.springer.com/article/10.1134/S1019331617040086> (дата обращения 15.01.2022).
11. Hota A.P., Mishra S. Loss allocation in distribution networks with distributed generators undergoing network reconfiguration // International Journal Electrical and Computer Engineering. – 2020. – № 10 (4). – P. 3375–3383. DOI: 10.11591/ijece.v10i4.pp3375-3383. URL: <http://ijece.iaescore.com/index.php/IJECE/article/view/19214> (дата обращения 15.01.2022).
12. Reactive power control in AC power systems: fundamentals and current issues / N.M. Tabatabaei, A.J. Aghbolaghi, N. Bizon, F. Blaabjerg. – Cham, Switzerland: Springer International Publ. AG, 2017. – 634 p. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-51118-4> (дата обращения 15.01.2022).
13. Li H., Cui H., Li C. Distribution network power loss analysis considering uncertainties in distributed generations // Sustainability. – 2019. – № 11 (5). – P. 1311. DOI: 10.3390/su11051311. URL: <https://www.mdpi.com/2071-1050/11/5/1311> (дата обращения 15.01.2022).
14. Probabilistic forecasting of sudden power supply interruptions of electromechanical and heat-power equipment of regionally isolated electrotechnical complex / V.Z. Kovalev, V.L. Vyazigin, O.V. Arkhipova, S.S. Yesin // Journal of Physics: Conference Series. – 2019. URL: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052015> (дата обращения 15.01.2022).
15. Определение погонных электротехнических параметров нефтепогружного кабеля / А.С. Глазырин, С.В. Ланграф, Ю.Н. Исаев, А.А. Филипас, С.Н. Кладиев, В.А. Копырин, А.П. Леонов, Р.Н. Хамитов, И.В. Раков, В.З. Ковалев, С.В. Колесников, А.В. Лавринович // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 6. – С. 186–197.
16. Ma S., Chen B., Wang Z. Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events // IEEE Transaction on Smart Grid. – 2018. – № 9 (2). – P. 1442–1451. DOI: 10.1109/TSG.2016.2591885. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7514755> (дата обращения 15.01.2022).
17. Лопарев В.В., Образцов Ю.В. Об особенностях современных неизолированных проводов для воздушных линий электропередачи // Наука и техника. – 2014. – № 6 (349). – С. 9–15.
18. Mishra S., Das D., Paul S. A comprehensive review on power distribution network reconfiguration // Energy Systems. – 2017. – № 8 (2). – P. 227–284. DOI: 10.1007/s12667-016-0195-7. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-016-0195-7> (дата обращения 15.01.2022).
19. Marujo D., Zanatta G.L., Floréz H.A.R. Optimal management of electrical power systems for losses reduction in the presence of active distribution networks // Electrical Engineering – 2021. – № 103. – P. 1725–1736. DOI: 10.1007/s00202-020-01182-5. URL: <https://link.springer.com/article/10.1007/s00202-020-01182-5> (дата обращения 15.01.2022).
20. Acosta J.S., Tavares M.C. Methodology for optimizing the capacity and costs of overhead transmission lines by modifying their bundle geometry // Electric Power Systems Research –

2021. – № 163. – P. 668–677. DOI: 10.1016/j.epsr.2017.10.005. URL: <https://www.infona.pl/resource/bwmeta1.element.elsevier-f2f237f9-89e0-3ab7-a310-1a668e8b2c3e> (дата обращения 15.01.2022).
21. Acosta J.S., Tavares M.C. Optimal selection and positioning of conductors in multi-circuit overhead transmission lines using evolutionary computing // Electric Power Systems Research – 2020. – № 180. – P. 106174. DOI: 10.1016/j.epsr.2019.106174. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779619304936> (дата обращения 15.01.2022).
22. Латыпов И.С. Моделирование и исследование неизолированных проводов для электротехнических комплексов потребителей нефтегазовой отрасли в программной системе конечно-элементного анализа // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2019. – Т. 15. – № 3. – С. 25–30.
23. Calculation of the overhead transmission line conductor temperature in real operating conditions / L. Bena, V. Gall, M. Kanalik et al. // Electrical Engineering. – 2021. – № 103 (2). – P. 769–780. DOI: 10.1007/s00202-020-01107-2. URL: https://www.researchgate.net/publication/345174729_Calculation_of_the_overhead_transmission_line_conductor_temperature_in_real_operating_conditions (дата обращения 15.01.2022).
24. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергоснабжение», 2006. – 209 с.
25. Провод для воздушных линий электропередачи: пат. 2631421 Российская федерация, МПК (51) H01B 5/10 (2006.01). № 2016114397; заявл. 13.04.2016; опубл. 22.09.2017. – Бюл. № 27.

Поступила 18.04.2022 г.

Информация об авторах

Латыпов И.С., главный специалист электротехнического отдела Управления по обустройству месторождений ООО «Тюменский нефтяной научный центр»; соискатель Тюменского индустриального университета.

Сушков В.В., доктор технических наук, профессор, профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета; профессор кафедры энергетики Нижневартовского государственного университета.

Хмара Г.А., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

Паришук А.Н., кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета.

Хамитов Р.Н., доктор технических наук, доцент, профессор кафедры электроэнергетики Тюменского индустриального университета; профессор кафедры электрической техники Омского государственного технического университета.

UDC 621.315.145, 621.316.11

THE ELECTRIC GRID CAPACITY INCREASING AND THE ENERGY EFFICIENCY IMPROVING FOR THE EXISTING OIL AND GAS CONSUMERS' ELECTRIC POWER SYSTEM

Irek S. Latypov^{1,4},
Irek.tat.Latypov@gmail.com

Valery V. Sushkov^{1,2},
SushkovVV@gray-nv.ru

Guzel A. Khmara¹,
hmaraga@tyuiu.ru

Andrey N. Parshukov¹,
parshukovan@tyuiu.ru

Rustam N. Khamitov^{1,3},
apple_27@mail.ru

¹ Industrial University of Tyumen,
38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russia.

² Nizhnevartovsk State University,
56, Lenin street, Nizhnevartovsk, 628605, Russia.

³ Omsk State Technical University,
11, Mira avenue, Omsk, 644050, Russia.

⁴ Tyumen Petroleum Research Center,
42, Maksim Gorgy street, Tyumen, 625048, Russia.

The relevance of the research is caused by the fact that electrical systems of oil and gas consumers are represented mainly by overhead power line made with uninsulated stranded wires type A, AC. At the same time, it is about 55 % of the entire length of the lines of 6–35 kV voltage class that has been in operation for more than 35 years. This means the need of its modernization in the near future. These wires are inferior to other types in terms of reliability and mechanical strength under wind load, but have lower cost and higher heat dissipation. In electrical system oil and gas consumers use self-supporting covered wire (type SCW) less, which have less heat dissipation than type A and AC. In order to increase the mechanical strength, wires of the type ACC, AAAC, ACSR, Aero-Z etc., which have the worst heat dissipation than type A and AC, are used.

Thus, a searching for new technical solutions and justification of the choice of conductors' types in terms of the energy efficiency of electrical energy transmission, taking into account the influence of mechanical loads, is an urgent scientific and technical task.

The main aim of the work is to increase transmission lines' capacity and improve energy efficiency of the existing electrical systems of oil and gas consumers.

Objects: electric power system of oil and gas consumers represented by a distribution electrical network made by overhead lines. Subject of the study is a dependence of the throughput and energy efficiency of the power line transmission of electrical energy on the construction of the overhead line wire.

Methods: mathematical analysis, provisions of the theoretical foundations of electrical engineering, mathematical modeling in the software package RastrWin3.

Results. Applying mathematical modeling, it was established that the use of the energy-efficient wire construction proposed by the authors can reduce operating costs for power losses on troubled lines by 11,8 %. At the same time, the capacity of the reconstructed sections will increase by 19,6 % without the construction of additional OL 6 kV.

Key words:

Electrical system, oil and gas consumer, overhead power line, energy efficiency, power line capacity.

REFERENCES

1. Menshov B.G., Ershov M.S., Yarizov A.D. *Elektrotekhicheskie ustanovki i komplekсы v neftegazovoy promyshlennosti* [Electrical installations and complexes in the oil and gas industry]. Moscow, Nedra Publ., 2000. 487 p.
2. Makarov A.A. Achievements and problems of strategic planning for the development of the energy sector in Russia. *Energy policy*, 2018, no. 3, pp. 2–9. In Rus.
3. Latypov I.S., Khmara G.A., Sushkov V.V. An approach to substantiating the choice of an energy-efficient form of twisted non-insulated wire of an overhead power transmission line with a voltage class of 6–35 kV. *Industrial energy*, 2017, no. 4, pp. 8–12. In Rus.
4. Arkhipova O.V. Principles of system analysis for sustainable electric power supply to agro-industrial complexes operating in energy isolated territories. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 723, 2021. 052032. Available at: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/723/5/052032> (accessed 15 January 2022).
5. Godovnikov E.A., Andreeva E.G., Kovalev V.Z., Usmanov R.T. Identification of parameters of power circuits pulse energy conversion systems of electromechanical equipment. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052007> (accessed 15 January 2022).

6. Kovalev V.Z., Arhipova O.V., Esin S.S., Tatevosyan A.A., Scherbakov A.G. Identification of mathematical models parameters of electromechanical consumers of regionally isolated electrotechnical complexes. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052014> (accessed 15 January 2022).
7. Shubin S.S., Yamaliev V.U., Glazyrin A.S., Bunkov D.S., Kladiyev S.N., Rakov I.V., Bolovin E.V., Kovalev V.Z., Khamitov R.N. Estimation of submersible induction motor equivalent circuit parameters based on test data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 1, pp. 204–214. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/1/3013> (accessed 15 January 2022).
8. Smirnov V.V., Lavrenchuk T.S., Maksimenko T.S., Starchenko M.A., Chernova E.Y. Comparative analysis of the feasibility of using wires with a composite core and wires of traditional design. *Power plants and technologies*, 2018, vol. 4, no. 4, pp. 96–102. In Rus.
9. *Provoda neizolirovannye dlya vozdukhnykh liniy elektroperedachi* [Bare wires for overhead power lines. Specifications: State Standard 839-2019]. Moscow, Standardinform Publ., 2020. 39 p.
10. Favorskiy O.N., Filippov S.P., Polischukh V.L. Actual problems of providing the country's energy sector with competitive equipment. *Bulletin of the Russian Academy of Sciences*, 2017, vol. 87, no. 8, pp. 679–688. In Rus.
11. Hota A.P., Mishra S. Loss allocation in distribution networks with distributed generators undergoing network reconfiguration. *International Journal Electrical and Computer Engineering*, 2020, vol. 10, no. 4, pp. 3375–3383.
12. Tabatabaei N.M., Aghbolaghi A.J., Bizon N., Blaabjerg, F. *Reactive power control in AC power systems: fundamentals and current issues*. Cham, Switzerland, Springer International Publ. AG, 2017. 634 p.
13. Li H., Cui H., Li C. Distribution network power loss analysis considering uncertainties in distributed generations. *Sustainability*, 2019, vol. 11, no. 5, p. 1311.
14. Kovalev V.Z., Vyazigin V.L., Arhipova O.V., Yesin S.S. Probabilistic forecasting of sudden power supply interruptions of electromechanical and heat-power equipment of regionally isolated electrotechnical complex. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019. Available at: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1260/5/052015> (accessed 15 January 2022).
15. Glazyrin A.S., Langraf S.V., Isaev Y.N., Filipas A.A., Kladiyev S.N., Kopyrin V.A., Leonov A.P., Khamitov R.N., Rakov I.V., Kovalev V.Z., Kolesnikov S.V., Lavrinovich A.V. Determination of running electrical characteristics of oil submersible cable. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2021, vol. 332, no. 6, pp. 186–197. Available at: <https://doi.org/10.18799/24131830/2021/06/3249> (accessed 15 January 2022).
16. Ma S., Chen B., Wang Z. Resilience enhancement strategy for distribution systems under extreme weather events. *IEEE Transaction on Smart Grid*, 2018, vol. 9, no. 2, pp. 1442–1451.
17. Loparev V.V., Obratsov Y.V. On the features of modern bare wires for overhead power lines. *Science and technology*, 2014, vol. 349, no. 6, pp. 9–15. In Rus.
18. Mishra S., Das D., Paul S. A comprehensive review on power distribution network reconfiguration. *Energy Systems*, 2017, vol. 8, no. 2, pp. 227–284.
19. Marujo D., Zanatta G.L., Floréz H.A.R. Optimal management of electrical power systems for losses reduction in the presence of active distribution networks. *Electrical Engineering*, 2021, no. 103, pp. 1725–1736.
20. Acosta J.S., Tavares M.C. Methodology for optimizing the capacity and costs of overhead transmission lines by modifying their bundle geometry. *Electric Power Systems Research*, 2021, no. 163, pp. 668–677.
21. Acosta J.S., Tavares M.C. Optimal selection and positioning of conductors in multi-circuit overhead transmission lines using evolutionary computing. *Electric Power Systems Research*, 2020, no. 180, pp. 106174.
22. Latypov I.S. Modeling and research of bare wires for electrical complexes of consumers in the oil and gas industry in the software system of finite element analysis. *Electrical and information complexes and systems*, 2019, vol. 15, no. 3, pp. 25–30. In Rus.
23. Bena L., Gall V., Kanalik M. Calculation of the overhead transmission line conductor temperature in real operating conditions. *Electrical Engineering*, 2021, vol. 103, no. 2, pp. 769–780.
24. Fursanov M.I. *Opredeleenie i analiz poter elektroenergii v elektricheskikh setyakh energosistem* [Determination and analysis of electricity losses in electrical networks of power systems]. Minsk, Belenergosnabzhenie Publ., 2006. 209 p.
25. Latypov I.S., Bogachkov I.M. *Provod dlya vozdukhnykh liniy elektroperedachi* [Wire for overhead power lines]. Patent RF, no. 2631421, 2017.

Received: 18 April 2022.

Information about the authors

Irek S. Latypov, postgraduate, Industrial University of Tyumen; engineer, Tyumen Petroleum Center.

Valery V. Sushkov, Dr. Sc., professor, Industrial University of Tyumen; professor, Nizhnevartovsk State University.

Guzel A. Khmara, Cand. Sc., associate professor, Industrial University of Tyumen.

Andrey N. Pashukov, Cand. Sc., associate professor, Industrial University of Tyumen.

Rustam N. Khamitov, Dr. Sc., professor, Industrial University of Tyumen; professor, Omsk State Technical University.