

УДК 621.311.004.12

## Выбор оптимального места подключения электрической нагрузки к действующей линии электропередачи

Г.А. Большанин<sup>a</sup>, Л.Ю. Большанина<sup>b</sup>, Е.Г. Марьясова<sup>c</sup>, Т.Г. Коробова<sup>d</sup>

Братский государственный университет, ул. Макаренко 40, Братск, Россия

<sup>a</sup>brstu@bk.ru

Статья поступила 17.11.2012, принята 10.02.2013

*В условиях низкого качества электрической энергии необходимо обновлять методики проектирования систем электропитания. Линия электропередачи имеет участки с минимальными потерями активной мощности. Уровень искажения временных диаграмм напряжений и токов на клеммах электрической нагрузки зависит от места ее подключения к линии электропередачи. От места подключения электрической нагрузки к действующей линии электропередачи зависит и величина коэффициента мощности, то есть, величина потребляемой реактивной мощности. На примере данных спектральных составов напряжений и токов ЛЭП-220 кВ подстанции «Лена» ОАО «Иркутскэнерго» представлена методика выбора оптимального места подключения электрической нагрузки. В качестве критериев оценки оптимальности приняты потери активной мощности, уровни несинусоидальности напряжения и тока, мощность искажения и коэффициент мощности.*

**Ключевые слова:** линия электропередачи, потери активной мощности, коэффициент искажения кривой напряжения, коэффициент искажения синусоидальности кривой тока, мощность искажения, коэффициент мощности.

## Choice of an optimum point for connecting electric load to an operating power line

G.A. Bol'shanin<sup>a</sup>, L.Yu. Bol'shanina<sup>b</sup>, E.G. Mar'yasova<sup>c</sup>, T.G. Korobova<sup>d</sup>

Bratsk State University, 40, Makarenko str., Bratsk, Russia

<sup>a</sup>brstu@bk.ru

Received 17.11.2012, accepted 10.02.2013

*Under the conditions of electric energy being of poor quality, it is necessary to update the techniques of the power supply systems design. A power line has sections where minimum losses of active power occur. The distortion level of voltage and currents time diagrams on the electric load terminals depends on the point of its connection to a power line. The power factor value, i.e. the reactive power consumption value, also depends on the point of electric load connection. By the example of the data of voltages and currents spectral compositions of PL-220 kV «Lena» substation, Irkutskenergo JSC, the technique for the choice of an optimum point to connect electric load to an operating power line has been presented. As the criteria of the optimality assessment of the point to connect electric load to an operating power line, the active capacity losses, the voltage and currents unsinusoidality levels, distortion power and power factor have been accepted.*

**Key words:** power line, active capacity losses, current curve distortion factor, distortion factor of current curve sinusoidality, distortion power, power factor.

Задача существующих и вновь создаваемых объектов электроэнергетики заключается в обеспечении электрической энергией потребителей. К числу объектов электроэнергетики, участвующих в электрообеспечении промышленных и бытовых потребителей, относятся электростанции, трансформаторные и преобразовательные подстанции, линии электропередачи (ЛЭП).

Вместе с прогрессом общества появляются новые условия электроснабжения промышленных и иных объектов, которые обусловлены, в первую очередь, низким качеством электрической энергии [1].

Возможны два выхода из этой ситуации: либо реализовать мероприятия по повышению качества электрической энергии, либо регулярно осуществлять надлежащий учет создавшихся условий электрообеспече-

ния при проектировании, монтаже, наладке и эксплуатации средств электроснабжения.

Наряду с формированием оптимальных методов реализации средств и способов повышения качества электрической энергии, необходимо обновлять методики проектирования, монтажа, наладки и эксплуатации систем электроснабжения промышленных и иных объектов с учетом понижения качества электрической энергии.

Целевой функцией при избрании того или иного варианта исполнения систем электроснабжения традиционно определяется минимум приведенных затрат. Выполнение этой функции обеспечивает, в первую очередь, высокую надежность электроснабжения, которая в сложившейся ситуации предполагает минимум по-

ть электрической энергии и меньшую степень искажения кривых напряжения и тока. При этом необходимо создание условий, предотвращающих нарушение нормативных значений и иных показателей качества электрической энергии.

На стадиях проектирования, монтажа и наладки оказывается важной правильность выбора места присоединения электрической нагрузки к линии электропередачи, то есть места формирования узла на ЛЭП, где бы выполнялся отбор мощности электрического тока для потребителя электрической энергии.

Линии электропередачи напряжением свыше 35 кВ чаще всего исполняют трехфазными и трехпроводными. В передаче электрической энергии по трехпроводной ЛЭП участвуют три пары волн электромагнитного поля [2, 3]. Законы распределения фазных напряжений и линейных токов по такой ЛЭП на частоте  $n$ -й гармонической составляющей известны [4 – 6] и для фазы  $A$  определяются по формулам:

$$\dot{U}_{An} = \sum_{m=1}^3 (\dot{U}_{1An} ch\gamma_{mn}l - \dot{I}_{1An} Z_{cAmn} sh\gamma_{mn}l); \quad (1)$$

$$\dot{I}_{An} = \sum_{m=1}^3 \left( \dot{I}_{1An} ch\gamma_{mn}l - \frac{\dot{U}_{1An}}{Z_{cAmn}} sh\gamma_{mn}l + \frac{\dot{I}_{1Bn} Z_{cBmn}}{Z_{cABmn}} ch\gamma_{mn}l - \frac{\dot{U}_{1Bn}}{Z_{cABmn}} sh\gamma_{mn}l + \frac{\dot{I}_{1Cn} Z_{cCmn}}{Z_{cCAmn}} ch\gamma_{mn}l - \frac{\dot{U}_{1Cn}}{Z_{cCAmn}} sh\gamma_{mn}l \right); \quad (2)$$

где  $\dot{U}_{1An}, \dot{U}_{1Bn}, \dot{U}_{1Cn}$  и  $\dot{I}_{1An}, \dot{I}_{1Bn}, \dot{I}_{1Cn}$  – действующие значения фазных напряжений и линейных токов на частоте  $n$ -й гармонической составляющей в начале рассматриваемого участка ЛЭП;  $Z_{cAmn}, Z_{cBmn}$  и  $Z_{cCmn}$  – собственные волновые сопротивления в каждой фазе для  $m$ -й пары волн электромагнитного поля, участвующих в передаче электрической энергии;  $Z_{cABmn}, Z_{cBCmn}$  и  $Z_{cCAmn}$  – взаимные волновые сопротивления между линейными проводами ЛЭП для  $m$ -й пары волн электромагнитного поля;  $\gamma_{mn}$  – постоянная распространения  $m$ -й пары волн электромагнитного поля вдоль анализируемого участка ЛЭП на частоте  $n$ -й гармонической составляющей;  $l$  – протяженность анализируемого участка ЛЭП.

Пусть будут известны спектральные составы линейных напряжений и фазных токов на одном из концов относительно однородного участка трехфазной ЛЭП трехпроводного исполнения. В качестве примера могут быть использованы спектральные составы напряжений и токов в ЛЭП-220 кВ в месте присоединения подстанции «Лена» ОАО «Иркутскэнерго» (табл. 1). Пусть начальные фазы напряжений и токов будут практически симметричны, то есть фазные напряжения так же, как и линейные токи, отличаются друг от друга на треть периода. Причем ток в каждом линейном проводе отстает от соответствующего напряжения на угол  $20^\circ$ .

Таблица 1

Спектральный состав фазных напряжений и линейных токов на ЛЭП-220 кВ (подстанция «Лена»)

| № гармоники | Фазные напряжения, В |         |         | Линейные токи, А |       |       |
|-------------|----------------------|---------|---------|------------------|-------|-------|
|             | $U_A$                | $U_B$   | $U_C$   | $I_A$            | $I_B$ | $I_C$ |
| 0           | 529,64               | 263,58  | 1302,5  | 2                | 2     | 0     |
| 1           | 132410               | 131790  | 130250  | 66               | 65    | 65    |
| 2           | 13,24                | 65,9    | 0       | 1                | 0,13  | 2     |
| 3           | 3310,25              | 2639,4  | 2084    | 2                | 1     | 2     |
| 4           | 13,24                | 0       | 0       | 1                | 0,06  | 1     |
| 5           | 5031,58              | 39,52,7 | 2605    | 2                | 1     | 1     |
| 6           | 13,24                | 0       | 13,03   | 1                | 0,06  | 0,08  |
| 7           | 132,41               | 658,95  | 1432,75 | 0,12             | 0,02  | 0,06  |
| 8           | 13,24                | 0       | 0       | 0,06             | 0,02  | 0,06  |
| 9           | 662,05               | 131,79  | 13,03   | 0,06             | 0,02  | 0,06  |
| 10          | 13,24                | 0       | 0       | 0,06             | 0     | 0,03  |
| 11          | 1059,28              | 1317,9  | 1042    | 0,03             | 0,04  | 0,03  |
| 12          | 13,24                | 0       | 0       | 0,06             | 0,02  | 0,06  |
| 13          | 3707,48              | 1317,9  | 2341,5  | 0,03             | 0     | 0,03  |
| 14          | 13,24                | 0       | 0       | 0,07             | 0,02  | 0,03  |
| 15          | 13,24                | 65,9    | 130,25  | 0,03             | 0,04  | 0,03  |
| 16          | 0                    | 0       | 0       | 0,06             | 0,02  | 0,03  |
| 17          | 264,82               | 131,79  | 130,25  | 0                | 0     | 0,03  |

На момент измерения спектрального состава напряжений и токов (табл. 1) мощность электрической энергии была больше в анализируемой ЛЭП в районе подстанции «Лена», чем в этой же ЛЭП в районе подстанции «Коршуниха». В таком случае, место присоединения ЛЭП-220 кВ к шинам подстанции «Лена» следует считать началом рассматриваемого участка линии электропередачи. Вторичные параметры линии для каждой пары волн электромагнитного поля: постоянные распространения, а также собственные и взаимные сопротивления, определяются на основании данных о первичных параметрах анализируемого участка линии [4 – 8].

Цель анализа ЛЭП-220 кВ «Лена» – «Коршуниха» заключается в выборе оптимального места подключения к этой ЛЭП некоторой электрической нагрузки. Если планируется подключить нагрузку на расстоянии 100 км от подстанции «Лена», то место подключения должно находиться на расстоянии  $(100 \pm 5)$  км от подстанции «Лена».

Критериями целесообразности выбора места подключения нагрузки к ЛЭП-220 кВ определены минимум потерь активной мощности в линии, оптимальный коэффициент мощности и наименьшее искажение формы напряжений и токов.

Эффективность передачи электрической энергии по ЛЭП традиционно оценивается величиной потерь активной мощности в этой линии электропередачи.

Величина потерь активной мощности определяется как разница активной мощности в начале анализируемого участка ЛЭП и активной мощности в конце этого участка:

$$\Delta P = P_1 - P_2. \quad (3)$$

Величины активных мощностей в начале и в конце рассматриваемого участка ЛЭП определяются как сумма соответствующих активных мощностей фаз:

$$\begin{aligned} P_1 &= P_{1A} + P_{1B} + P_{1C}; \\ P_2 &= P_{2A} + P_{2B} + P_{2C}, \end{aligned} \quad (4)$$

где  $P_{1A}$ ,  $P_{1B}$  и  $P_{1C}$  – активные мощности фаз в начале анализируемого участка ЛЭП;  $P_{2A}$ ,  $P_{2B}$  и  $P_{2C}$  – активные мощности фаз в конце рассматриваемого участка ЛЭП.

Активные мощности в начале участка линии электропередачи рекомендуется определять по формулам:

$$\begin{aligned} P_{1A} &= U_{1A} I_{1A} \cos \phi_{1A}; \\ P_{1B} &= U_{1B} I_{1B} \cos \phi_{1B}; \\ P_{1C} &= U_{1C} I_{1C} \cos \phi_{1C}, \end{aligned}$$

где  $U_{1A}$ ,  $U_{1B}$ ,  $U_{1C}$  и  $I_{1A}$ ,  $I_{1B}$ ,  $I_{1C}$  – величины действующих значений фазных напряжений и линейных токов основной гармонической составляющей в начале анализируемого участка ЛЭП;  $\phi_{1A}$ ,  $\phi_{1B}$  и  $\phi_{1C}$  – разности фаз фазных напряжений и линейных токов основ-

ной гармонической составляющей в начале анализируемого участка ЛЭП, определяемые по формулам:

$$\begin{aligned} \phi_{1A} &= \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{U}_{1A}}{\operatorname{Re} \dot{U}_{1A}} - \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{I}_{1A}}{\operatorname{Re} \dot{I}_{1A}}; \\ \phi_{1B} &= \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{U}_{1B}}{\operatorname{Re} \dot{U}_{1B}} - \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{I}_{1B}}{\operatorname{Re} \dot{I}_{1B}}; \\ \phi_{1C} &= \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{U}_{1C}}{\operatorname{Re} \dot{U}_{1C}} - \arctg \frac{\operatorname{Im} \dot{I}_{1C}}{\operatorname{Re} \dot{I}_{1C}}. \end{aligned}$$

Активные мощности и разности фаз фазных напряжений и линейных токов основной гармонической составляющей в конце анализируемого участка ЛЭП определяются по аналогичным формулам.

На рис. 1 показана графическая интерпретация распределения потерь активной мощности вдоль анализируемого участка ЛЭП. Эти потери существенно изменяются в зависимости от протяженности анализируемого участка. Наиболее ощутимые потери наблюдаются в линии электропередачи протяженностью 96, 99, 102 и 105 км. На участках ЛЭП протяженностью 97, 100 и 101 км потери активной мощности уменьшаются практически до нулевого значения, а в линии протяженностью 104 км потери активной мощности меняют свой знак. Этот факт обычно свидетельствует об изменении направления потока электрической энергии.

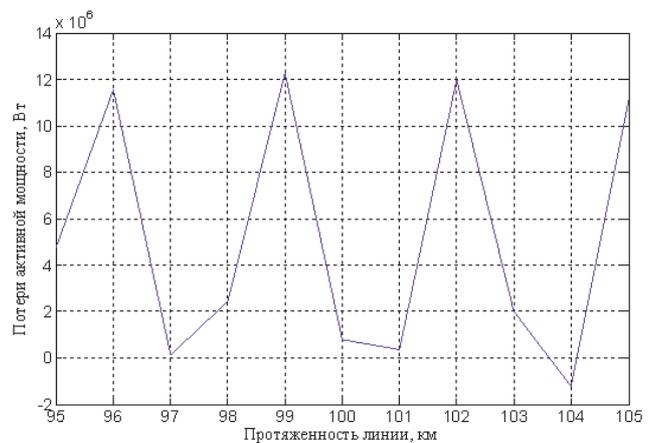


Рис. 1. Графическая интерпретация распределения потерь активной мощности в ЛЭП

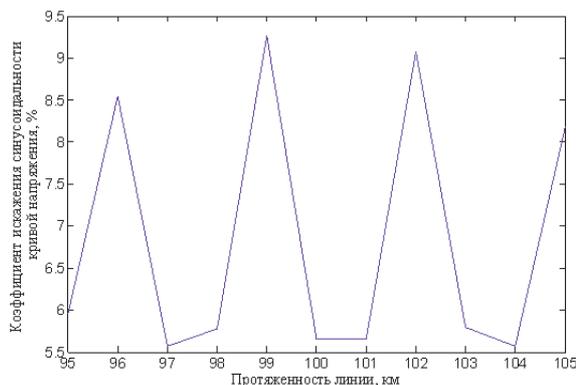
На основании выполненных исследований очевидно, что оптимальным местом подключения электрической нагрузки к ЛЭП с позиции минимума потерь электрической энергии является точка на линии, отстающая от начала этой линии на расстоянии 104 км. Но это одностороннее заключение. Для более полного вывода необходимо оценить и иные аспекты качества электрической энергии. Например, уровень несинусоидальности напряжения и тока.

Уровень несинусоидальности напряжения согласно действующему стандарту ГОСТ 13109–97 [9] оценивается коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения:

$$k_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_1} \cdot 100\%, \quad (5)$$

где  $N$  – количество зарегистрированных в спектре напряжения гармонических составляющих;  $U_n$  – действующее значение напряжения на частоте  $n$ -й гармонической составляющей;  $U_1$  – действующее значение напряжения на частоте основной гармонической составляющей.

На рис. 2 представлена графическая интерпретация распределения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения вдоль анализируемого участка ЛЭП. Здесь видно, что на протяжении всего анализируемого участка коэффициент искажения синусоидальности напряжения превышает свое нормативное значение ( $k_U > 5\%$ ) [9]. Наименьшее значение он приобретает при  $l = 97$  км,  $l = 104$  км и оказывается равным 5,57 %. При  $l = 99$  км коэффициент искажения синусоидальности напряжения возрастает до 9,26 %.



**Рис. 2.** Графическая интерпретация распределения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения вдоль линии электропередачи

Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока [10] определяется по формуле:

$$k_I = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N I_n^2}}{I_1} \cdot 100\%, \quad (6)$$

где  $I_n$  – действующее значение тока на частоте  $n$ -й гармонической составляющей;  $I_1$  – действующее значение тока на частоте основной гармонической составляющей.

На рис. 3 видно, что коэффициент искажения синусоидальности кривой тока на анализируемом участке ЛЭП достигает весьма заметных величин. При  $l = 105$  км коэффициент искажения синусоидальности тока возрастает до 5,54 %, а при  $l = 97$  км – принимает минимальное значение 4,22 %. При  $l = 104$  км коэффициент искажения синусоидальности кривой тока принимает значение 4,51 %.

Минимальные значения коэффициентов искажения синусоидальности кривых напряжения и тока не совпадают. Поэтому дать однозначное заключение о выборе

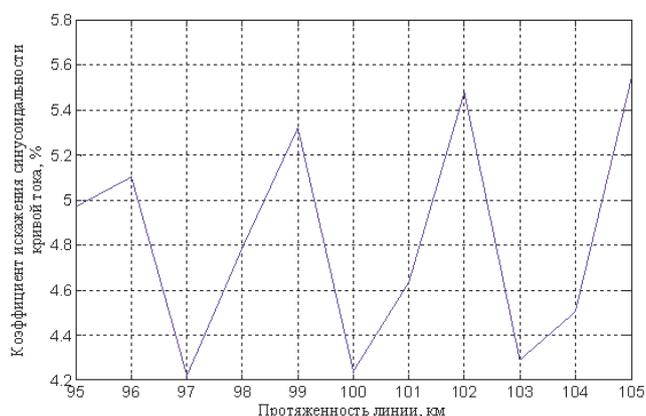
оптимального места подключения электрической нагрузки с позиции качества электрической энергии пока нельзя. В частности, о выборе места подключения нагрузки с наименьшей степенью искажения формы основных характеристик электрической энергии удобнее всего судить по величине мощности искажения.

Величину мощности искажения в трехфазной системе рекомендуется определять как результат суммирования мощностей искажения в каждом линейном проводе:

$$T = T_A + T_B + T_C, \quad (7)$$

где  $T_A$ ,  $T_B$  и  $T_C$  – мощности искажения в линейных проводах ЛЭП соответственно в линиях А, В и С, которые определяются по формулам типа:

$$T_A = \sqrt{\sum_{n=2}^N U_{An}^2 I_{An}^2}.$$



**Рис. 3.** Графическая интерпретация распределения коэффициента искажения синусоидальности кривой тока вдоль линии электропередачи

На рис. 4. видно, что наименьшее значение мощность искажения принимает на участке ЛЭП протяженностью 99 км (15562 ВА), а наибольшее – на участке протяженностью 97 км (30062 ВА). На участке протяженностью 104 км мощность искажения достаточно велика и составляет 29785 ВА.

На этом этапе исследования появилось противоречие: участок ЛЭП протяженностью 104 км отличается минимумом потерь активной мощности, при этом мощность искажения здесь достаточно велика. В таком случае рекомендуется не ограничиваться лишь этими двумя критериями. Дополнительным критерием для выбора оптимального места подключения электрической нагрузки может служить, например, коэффициент мощности.

Коэффициент мощности иллюстрирует относительное содержание активной мощности в полной:

$$\cos \phi = \frac{P}{S}. \quad (8)$$

В данном случае интерес вызывают активная и полная мощности в предполагаемом месте подключения электрической нагрузки, то есть в конце анализируемого участка ЛЭП.

Активная мощность трехфазной системы в конце линии определяется по формуле (4). Полную мощность в конце линии в данном случае целесообразно определять из равенства

$$S = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2 + T_2^2}.$$

На рис. 5 показана графическая интерпретация распределения коэффициента мощности вдоль анализируемого участка ЛЭП. Здесь видно, что на всем протяжении анализируемого участка коэффициент мощности достаточно велик, а на участках протяженностью 98, 101, 104 и 105 км он близок к единице. То есть, на этих участках ЛЭП существует опасность перекомпенсации реактивной мощностью. Кроме того, на этих участках возможно появление резонансных цепочек на частоте основной гармонической составляющей, что существенно снижает надежность электроснабжения промышленных и иных объектов.

Итак, проанализированы три важных критерия, иллюстрирующие эффективность передачи электрической энергии от подстанции «Лена» к подстанции «Коршуниха»: потери активной мощности, уровень высокочастотных гармонических составляющих, коэффициент мощности. При необходимости есть реальная возможность анализа и иных критериев эффективности транспортировки электрической энергии по исследуемой ЛЭП, но этих трех критериев может оказаться вполне достаточно для выбора оптимальной протяженности анализируемого участка ЛЭП.

По указанным в табл. 2 количественным оценкам этих критериев можно выполнить сравнительный анализ результатов передачи электрической энергии по участкам ЛЭП различной протяженности. Итогом такого анализа может быть аргументированный выбор оптимальной протяженности анализируемого участка ЛЭП.

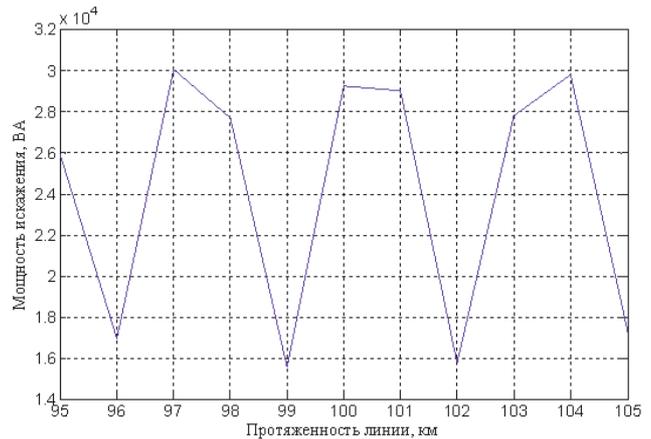


Рис. 4. Графическая интерпретация распределения мощности искажения вдоль анализируемого участка ЛЭП

При определении потерь активной мощности было принято, что электрическая энергия передается от подстанции «Лена» к подстанции «Коршуниха». Часть энергии при этом теряется. Величина потерь энергии зависит от протяженности линии электропередачи. При  $l = 104$  км потери электрической энергии меняют знак и принимают отрицательное значение. Это означает, что в линии такой протяженности доля мощности, генерируемой в конструктивных элементах ЛЭП, превышает потери мощности в линии электропередачи. На участках линии протяженностью 97, 100 и 101 км потери энергии имеют положительный знак, но весьма незначительны по величине.

Уровни несинусоидальности напряжения и тока в процессе исследования оценивались коэффициентами искажения синусоидальности соответствующих кривых, а также величиной мощности искажения.

Таблица 2

Количественная оценка результатов передачи электрической энергии по анализируемым участкам ЛЭП различной протяженности

| $l$ | $\Delta P$ | $k_U$ | $k_I$ | $T$   | $\cos \varphi$ |
|-----|------------|-------|-------|-------|----------------|
| км  | кВт        | %     |       | кВА   | –              |
| 95  | 4794       | 5,96  | 4,98  | 25,91 | 0,96           |
| 96  | 11591      | 8,55  | 5,10  | 16,93 | 0,91           |
| 97  | 137        | 5,57  | 4,22  | 30,06 | 0,89           |
| 98  | 2422       | 5,77  | 4,79  | 27,68 | 0,99           |
| 99  | 12317      | 9,26  | 5,32  | 15,56 | 0,91           |
| 100 | 780        | 5,66  | 4,24  | 29,23 | 0,93           |
| 101 | 358        | 5,05  | 4,64  | 29,00 | 1,00           |
| 102 | 11988      | 9,07  | 5,48  | 15,76 | 0,98           |
| 103 | 2002       | 5,79  | 4,29  | 27,81 | 0,96           |
| 104 | – 1232     | 5,57  | 4,51  | 29,79 | 1,00           |
| 105 | 11165      | 8,20  | 5,54  | 17,25 | 1,00           |

Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения в начале анализируемого участка ЛЭП заметно превышает свое нормативное значение  $k_U = 5,43\%$  [9]. В конце рассматриваемого участка

коэффициент  $k_U$  не уменьшается, а, наоборот, увеличивается, и на участках протяженностью 96, 99, 102 и 105 км – существенно.

Коэффициент искажения синусоидальности кривой тока в начале анализируемого участка ЛЭП тоже достаточно велик ( $k_I = 5,03\%$ ). В конце рассматриваемого участка ЛЭП коэффициент  $k_I$  падает, но незначительно и не везде. На участках ЛЭП протяженностью 96, 99, 102 и 105 км коэффициент искажения синусоидальности кривой тока немного увеличился.

В табл. 9 приведены коэффициенты искажения синусоидальности напряжения и тока в конце рассматриваемого участка ЛЭП в линии А. В линиях В и С величины коэффициентов  $k_U$  и  $k_I$  имеют тот же порядок. Судить об оптимальной протяженности анализируемого участка линии по величинам этих коэффициентов сложно. В данном случае целесообразнее оценивать уровень искажения синусоидальности кривых напряжения и тока по величине мощности искажения.

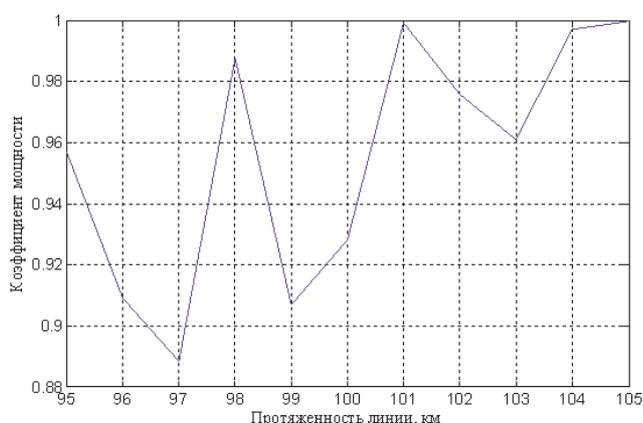


Рис. 5. Графическая интерпретация распределения коэффициента мощности вдоль анализируемого участка ЛЭП

В начале анализируемого участка ЛЭП мощность искажения оценивается величиной в 31,51 кВА. К концу рассматриваемых участков ЛЭП мощность искажения не увеличилась, а, наоборот, уменьшилась. А на участках протяженностью 95, 96, 99, 102 и 105 км величина мощности искажения уменьшилась значительно.

Коэффициент мощности принимает значение меньше 0,9 только на участке протяженностью 97 км. На участках ЛЭП протяженностью 98, 101, 104 и 105 км имеется опасность перекомпенсации реактивной мощности.

Превалирующей целевой функцией в данном случае целесообразно считать минимум потерь активной мощности в анализируемом участке ЛЭП. В этом аспекте особый интерес вызывают участки ЛЭП протяженностью 97, 100, 101 и 104 км.

Участок протяженностью 97 км отличается малыми потерями активной мощности (137 кВт). Мощность искажения на этом участке немного меньше мощности искажения в начале линии (30,06 кВт), но коэффициент мощности мал и достигает лишь величины 0,89. Поэтому этот участок не может считаться оптимальным.

На участке ЛЭП протяженностью 100 км потери активной мощности больше и достигают 780 кВт, но все равно, это сравнительно малая величина. Величина мощности искажения здесь еще меньше и составляет

29,23 кВА. Коэффициент мощности на этом участке ЛЭП достаточно высок и равен 0,93.

На участке ЛЭП протяженностью 101 км потери активной мощности меньше и достигают 358 кВт. Уменьшилась и мощность искажения (29,00 кВА). Однако коэффициент мощности на этом участке 1,00, что свидетельствует о возможной перекомпенсации реактивной мощности. Поэтому он не может быть признан оптимальным для передачи электрической энергии.

Особый интерес представляет участок ЛЭП протяженностью 104 км. Потери активной мощности здесь меняют свой знак на противоположный. На этом участке потери активной мощности полностью компенсируются мощностью, генерируемой в конструктивных элементах линии электропередачи. Мощность искажения имеет вполне приемлемое значение – 29,79 кВА, но коэффициент мощности – 1,00. Здесь тоже возможна перекомпенсация реактивной мощности, поэтому линия такой протяженности тоже не может быть считаться оптимальной.

Следовательно, наиболее приемлемым для надежной и качественной передачи электрической энергии является участок ЛЭП протяженностью 100 км.

Последовательность операций, которые должны быть выполнены при выборе оптимального места подключения электрической нагрузки к действующей ЛЭП, может быть сформулирована следующим образом.

1. Определение первичных (продольных и поперечных) параметров действующей линии электропередачи, к которой требуется подключить электрическую нагрузку, по соответствующей справочной литературе, экспериментально или аналитически [4, 6].

2. На одном из концов анализируемой ЛЭП (начало или конец) определить спектральный состав фазных напряжений и линейных токов.

3. По известным первичным параметрам линии вычислить величины вторичных параметров ЛЭП: постоянных распространения волн электромагнитного поля, собственные и взаимные волновые сопротивления [4 – 6, 8, 11].

4. Принимая во внимание технологические и топографические особенности подключаемой электрической нагрузки, определить ориентировочное место ее подключения ( $l \pm \Delta l$ ).

5. Из соотношения мощностей электрической энергии на концах анализируемого участка ЛЭП далее следует определить истинное направление передачи этой энергии. Эта операция позволит уточнить местонахождение начала и конца рассматриваемого участка ЛЭП.

6. По формулам типа (1) – (2) определить спектральный состав фазных напряжений и линейных токов в местах возможного подключения электрической нагрузки, определенных в п. 4.

7. По формуле (3) в анализируемых участках ЛЭП различной протяженности следует определить потери активной мощности.

8. Далее по формуле (5) в местах возможного подключения электрической нагрузки определяются коэффициенты искажения синусоидальности кривой напряжения, а по формуле (6) – коэффициенты искажения синусоидальности кривой тока.

9. Дополнительно к п. 8, или вместо него, по формуле (7) рекомендуется в местах возможного подключения электрической нагрузки определить мощность искажения.

10. По формуле (8) далее определяются величины коэффициентов мощности в местах возможного подключения электрической нагрузки к действующей ЛЭП.

11. Процедура выбора оптимального места подключения электрической нагрузки к действующей ЛЭП заканчивается сопоставлением результатов вычислений по п.п. 7 – 10. Рассмотрению подлежат возможные места подключения электрической нагрузки с наименьшими потерями активной мощности, из них предпочтение отдается местам с наименьшими коэффициентами искажения синусоидальности напряжений и токов, а также с наименьшей мощностью искажения. Кроме того, избранное таким образом оптимальное место подключения должно характеризоваться нормативной величиной коэффициента мощности.

При необходимости более аргументированного выбора оптимального места подключения электрической нагрузки к действующей ЛЭП в качестве критериальных показателей можно использовать и другие характеристики передаваемой электрической энергии.

#### Выводы

1. Величины напряжений и токов на частоте каждой гармонической составляющей существенно зависят от протяженности линии электропередачи.

2. Линия электропередачи имеет участки с минимальными потерями активной мощности.

3. Уровень искажения временных диаграмм напряжений и токов на клеммах электрической нагрузки зависит от места ее подключения к линии электропередачи.

4. От места подключения электрической нагрузки к действующей линии электропередачи зависит величина коэффициента мощности, то есть величина потребляемой реактивной мощности.

#### Литература

1. Большанин Г.А., Большанина Л.Ю. Распределение электрической энергии пониженного качества по трехфазной магистральной линии электропередачи трехпроводного исполнения // Вестн. Иж. гос. техн. ун-та. 2008. № 3 (39). С. 130-134.
2. Костенко М.В., Перельман А.С., Шкарин Ю.П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1979. 272 с.
3. Большанин Г.А., Большанина Л.Ю., Марьясова Е.Г. Распределение гармонических составляющих электрической энергии пониженного качества вдоль несимметричного участка трехфазной ВЛЭП трехпроводного исполнения // Электро. 2010. № 2. С. 20-25.
4. Большанин Г.А. Распределение электрической энергии пониженного качества по однородному трехпроводному участку воздушной ЛЭП // Науч. вестн. НГТУ. 2009. № 4 (37). С. 135-144.
5. Большанин Г.А. Расчет параметров трехфазной трехпроводной линии электропередачи (LEP3 v. 1.00): программа для ЭВМ. Св. ГР № 2010611988; зарег. в реестре программ 16.03.2010.

6. Большанин Г.А. Распределение электрической энергии пониженного качества по участкам электроэнергетических систем. В 2-х кн. Братск: Брат. ун-т, 2006. Кн. 1. 807 с.

7. Большанина Л.Ю., Марьясова Е.Г. Расчет результатов транспортировки электрической энергии по неоднородной трехфазной трехпроводной линии электропередачи в системе «Matlab». Э653 Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов // Материалы II международной научно-практической конференции студентов, магистрантов, аспирантов. 24-25 апр. 2012 г. Тольятти, 2012. С. 360.

8. Коробова Т.Г., Большанин Г. А. Определение постоянных интегрирования при оптимизации математической модели распространения электрической энергии по трехфазной ЛЭП. // Труды Братского государственного университета. Сер. Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири. 2007. Т. 2. С.76-79.

9. ГОСТ Р 54149 – 2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2010.

10. Большанин Г.А. Контроль показателей качества электрической энергии // Saarbrucken, Deutschland: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. С. 154.

11. Большанин Г.А., Большанина Л.Ю. Особенности распространения электрической энергии по линиям электропередачи: моногр. Братск, 2011. 64 с.

#### References

1. Bol'shanin G.A., Bol'shanina L.Yu. Distribution of the downgrade electric energy along a three-phase three-wire main power line // Vestn. Izh. gos. tekhn. un-ta. 2008. № 3 (39). S. 130-134.
2. Kostenko M.B., Perel'man A.S., Shkarin Yu.P. Wave processes and electric interference in high-voltage multiwire transmission. M: Energiya, 1979. 272 s.
3. Bol'shanin G.A., Bol'shanina L.Yu., Mar'yasova E.G. Distribution of harmonic components of downgrade electric energy along asymmetric section of three-phase three-wire high-voltage power line. Electro. 2010. № 2. S. 20-25.
4. Bol'shanin G.A. Distribution of downgraded electric energy along a uniform three-wire section of the overhead transmission line// Nauch. vestn. NGTU. 2009. № 4(37). S. 135-144.
5. Bol'shanin G.A., Bol'shanina L. Yu. Calculation of a three-phase three-wire power line parameters (LEP3 v. 1.00): Programma dlya EVM. Sv. GR №. 2010611988 ot 16.03.2010.
6. Bol'shanin G.A. Distribution of downgraded electric energy along the electrical power systems sections. V 2 kn. Bratsk: Brat. un-t, 2006. 807 s.
7. Bol'shanina L. Yu., Mar'yasova E.G. Calculation of the results of electric energy transportation along a non-uniform three-phase three-wire power line in the Matlab. E653 Effektivnost' i energobezopasnost' proizvodstvennykh protsessov// Matyerialy II mezhdunar. nauch.-prakt. konf. Studentov, magistrantov, aspirantov. 24-25 apr. 2012. Tol'yatti, 2012. 360 s.
8. Korobova T.G., Bol'shanin G. A. The determination of constants of integration while optimizing the mathematical model of electric energy distribution along three-phase high-voltage transmission line// Trudy Bratskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Estestvennye i inzhenernye nauki – razvitiyu regionov Sibiri. 2007. T. 2. S. 76-79.
9. GOST (The State Standard) P 54149 - 2010. Electric energy. Electromagnetic technology compatibility. Standards of electric energy quality in the general-purpose power supply systems. M: Standartinform, 2010.
10. Bol'shanin G.A., Control of electric energy quality indicators// Saarbrucken, Deutschland: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012. 154 p.
11. Bol'shanin, G.A., Bol'shanina L. Yu. Specifics of electric energy distribution along power transmission lines. Bratsk, 2011. 64 s..