

ISSN 0033-1155

ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА

2021 7

INDUSTRIAL POWER ENGINEERING





ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ

DOI: 10.34831/EP.2021.61.65.007

Оптимизационный алгоритм определения мощности активных фильтров гармоник

Коверникова Л. И., канд. техн. наук, **Войтов О. Н.**, канд. техн. наук,
Семенова Л. В., ведущий инженер

Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения
Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН)

Буй Н. Х., аспирант

Иркутский национальный исследовательский технический университет (ИРНИТУ)

Предложен оптимизационный алгоритм определения мощности активного фильтра гармоник, обеспечивающий коэффициент мощности нагрузки и показатели качества электрической энергии, соответствующие нормативным документам. В качестве примера с помощью алгоритма определена мощность активного фильтра гармоник для комбината сортировки угля, принадлежащего вьетнамской компании «Куа Онг-Винакомин».

Ключевые слова: коэффициент мощности нагрузки, гармоники, интергармоники, измерения, активный фильтр гармоник, оптимизационный алгоритм.

Добыча угля во Вьетнаме является важнейшей отраслью экономики. Угольные шахты и карьеры имеют комбинаты сортировки угля. Технологическое оборудование комбинатов приводится в действие асинхронными двигателями. Широко применяются двигатели с частотным регулированием. Они являются нелинейными нагрузками, вносящими искажения в электрическую сеть. В результате коэффициенты гармонических составляющих напряжения в узлах сети системы электроснабжения комбинатов превышают установленные во Вьетнаме нормы [1, 2]. В напряжениях и токах кроме гармоник присутствуют интергармоники. Коэффициент мощности нагрузок в узлах присоединения систем электроснабжения комбинатов к питающей сети ниже величины, установленной в [1]. Для решения проблем с коэффициентом мощности нагрузок, гармониками и интергармониками предлагается использовать активный фильтр гармоник (АФ) [3 – 8]. Компании «Куа Онг-Винакомин» во Вьетнаме принадлежит один из комбинатов сортировки угля, в системе электроснабжения которого имеются перечисленные проблемы.

Характеристика системы электроснабжения комбината сортировки угля компании «Куа Онг-Винакомин»

Компания «Куа Онг-Винакомин» добывает уголь в карьере. Автотранспорт доставляет его на склад комбината сортировки угля. На рис. 1 приведена схема электроснабжения комбината. Электрическая энергия от шин 22 кВ подстанции энергоснабжающей организации (узел 6643) через понижающий трансформатор мощностью 1000 кВ·А, принадлежащий комбинату, поставляется в сеть 0,4 кВ комбината (узел 4143). Расстояние между узлами 4143 и 45038 составляет 60 м. Общая длина электрической сети 0,4 кВ более 12 км. Комбинат имеет два цеха сортировки угля (цех № 1, цех № 2), цех электро-водоснабжения, склад угля. На складе экскаватор загружает уголь на конвейер, который доставляет его в цеха сортировки. Технологическое оборудование комбината приводят в действие 58 асинхронных двигателей мощностью от 4 до 185 кВт.

Нормативные документы по качеству электрической энергии во Вьетнаме

Показатели качества электрической энергии и нормативные значения на их величины для электрических сетей напряжением до 110 кВ включительно установлены в техническом регламенте [1]. Поскольку в данной статье речь идет о системе электроснабжения комбината сортировки угля напряжением 110 кВ, то ниже представлены требования к качеству электрической энергии в распределительных сетях в соответствии с [1] до 110 кВ включительно. В техническом регламенте приведены показатели и нормативные значения на их величины для точек присоединения потребителей к распределительной сети. Изменения показателей качества электрической энергии должны выполняться не менее 24 ч. Одно значение показателя должно быть получено на интервале времени не более 10 мин.

В [2] дается поясняющая и уточняющая информация о применении требований [1] к распределительным сетям. В точке присоединения потребителя к электрической сети допускается отклонение напряжения от номинального значения в пределах $\pm 5\%$. Для электрических сетей до 35 кВ включительно суммарный коэффициент гармоник напряжения не должен превышать 6,5% в точке присоединения любого электроприемника. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения не должны превышать 3%. В [2] установлены требования к искажению формы кривой тока. Суммарный коэффициент гармоник тока не должен превышать 12% при мощности нагрузки менее 50 кВт. При мощности нагрузки 50 кВт и более суммарный коэффициент гармоник не должен превышать 20%.

В [1] установлены требования к значению коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi$. При нагрузке более 80 кВт и мощности питающего трансформатора более 100 кВ·А $\cos\varphi$ должен быть больше или равен 0,85. Если он меньше требуемого, то должны быть проведены мероприятия по обеспечению его значения, равному или больше 0,85.

Для оценки качества электрической энергии и определения значения $\cos\varphi$ на комбинате сортировки угля в узле 4143 электрической сети были проведены исследования электрической энергии.

Результаты измерений и анализа качества электрической энергии

Измерения показателей качества напряжения и тока, значения $\cos\varphi$ выполнялись прибором PQ-Vox 150 [3] в течение 24 ч с интерва-

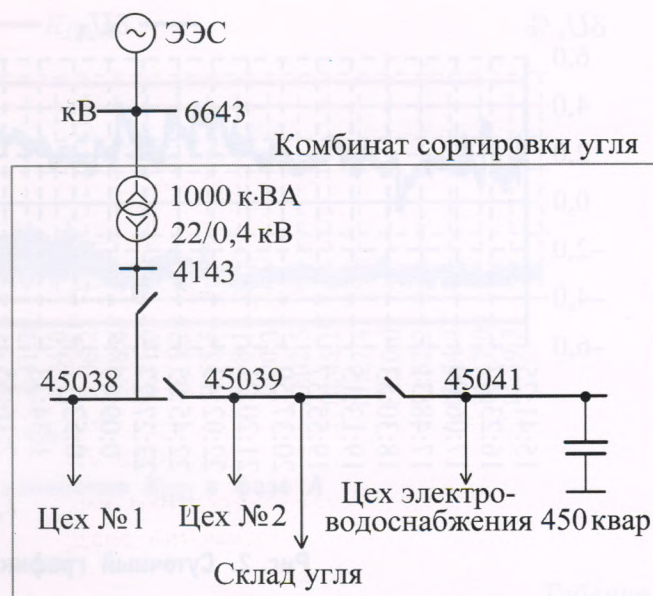


Рис. 1. Схема электроснабжения комбината сортировки угля

лом времени измерений 1 с. Каждый из измеренных показателей и параметров имеет массив, состоящий из 86 400 элементов. На рис. 2 приведены кривая изменения измеренного показателя отклонения значения напряжения (δU) в фазе А и его нормативные значения δU_+ , δU_- . Из графиков видно, что показатель не превышает установленные для него нормы.

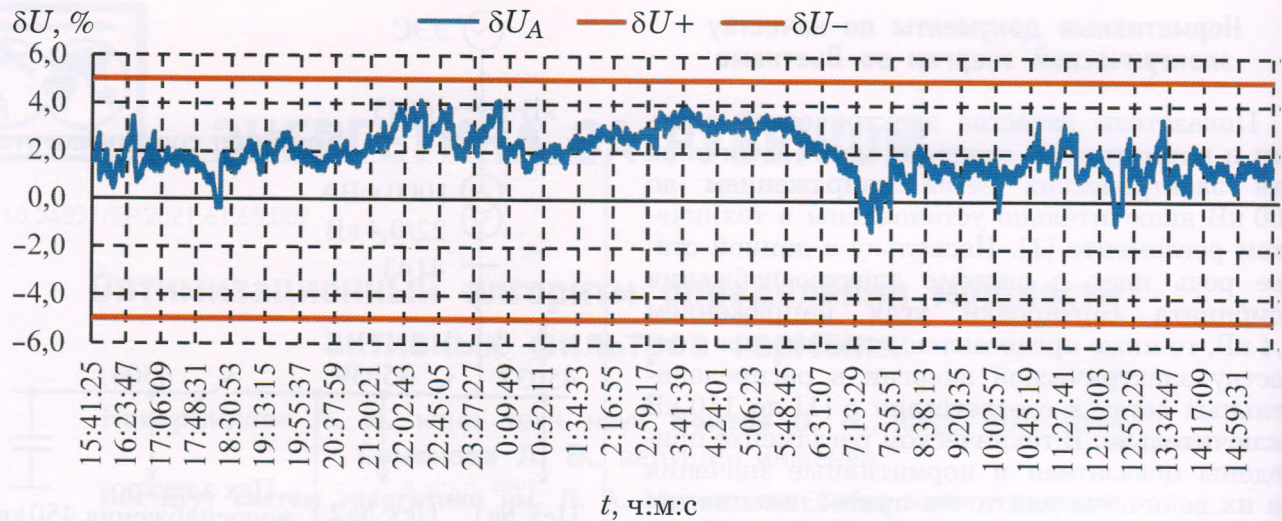
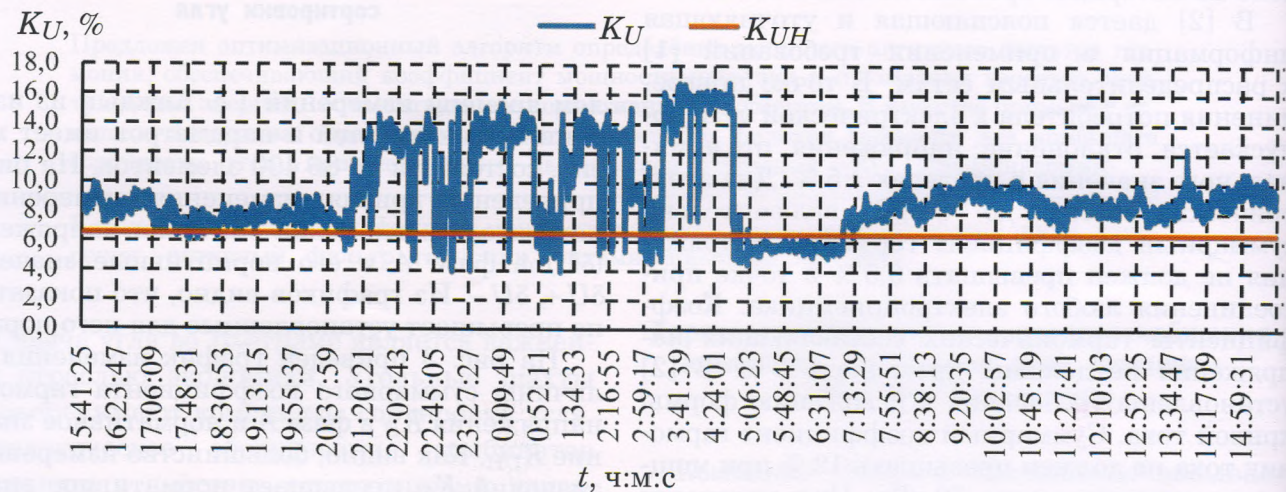
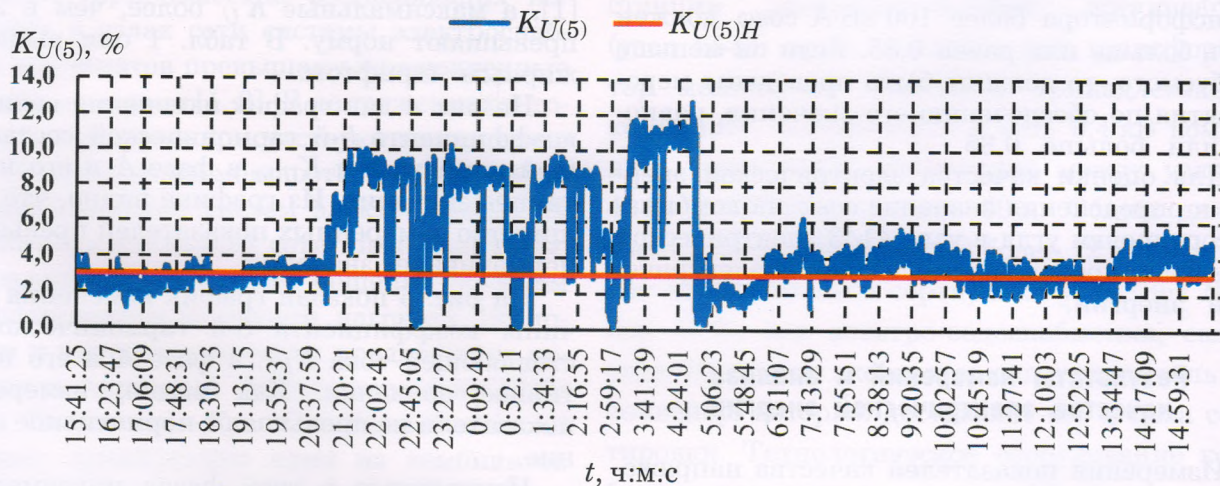
На рис. 3 приведен график изменения величины суммарного коэффициента гармоник напряжения K_U в фазе А и нормативное значение K_{UH} . Как видно, большинство измеренных значений K_U превышает нормативное значение 6,5%, установленное в [1, 2].

В табл. 1 приведены результаты измерений в трех фазах δU и K_U , а также установленные для них нормы. Измеренные максимальные и минимальные δU соответствуют требованиям [1], а максимальные K_U более, чем в 2 раза превышают норму. В табл. 1 они выделены жирным шрифтом.

На рис. 4 дан график изменения величины коэффициента 5-й гармонической составляющей напряжения $K_{U(5)}$ в фазе А и его нормативное значение. Из графика видно, что большинство измеренных показателей превышают нормативное значение.

На рис. 5 показан график изменения величины коэффициента 5-й гармонической составляющей тока $K_{I(5)}$ в фазе А и его нормативное значение. Как видно, измеренные показатели не превышают нормативное значение.

Измеренные в трех фазах максимальные и нормативные значения $K_{U(n)}$ и $K_{I(n)}$ для

Рис. 2. Суточный график изменения δU в фазе АРис. 3. Суточный график изменения K_U в фазе АРис. 4. Суточный график изменения $K_{U(5)}$ в фазе А

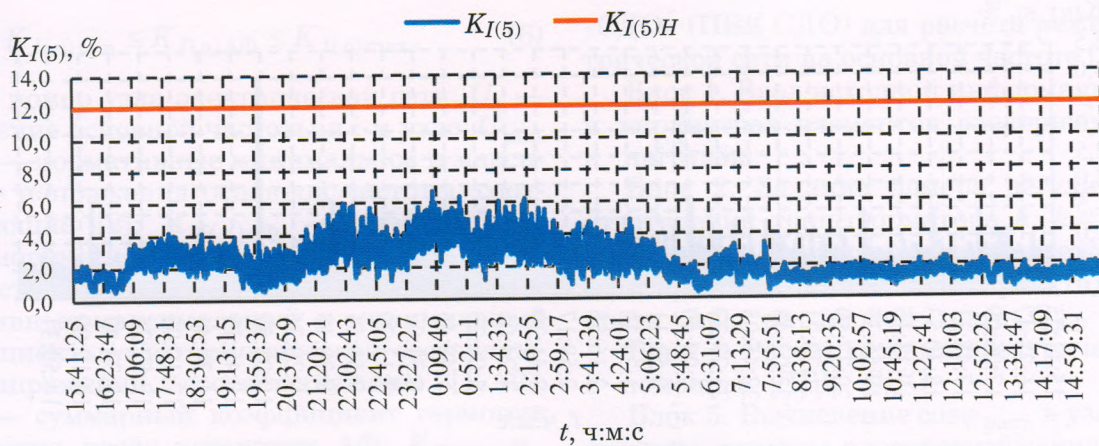


Рис. 5. Суточный график изменения $K_{I(5)}$ в фазе А

рмоник, на которых чаще всего превышают нормы [1, 2], отражены в табл. 2.

График изменения измеренной величины коэффициента 1,5-й интергармонической составляющей напряжения $K_{U(1,5)}$ в фазе А показан на рис. 6. В табл. 3 приведены измеренные в трех фазах максимальные $K_{U(m)}$ и $I_{(m)}$, где m — номер интергармоники. Нормативные значения для $K_{U(m)}$ не установлены.

В табл. 4 приведены измеренные величины $\cos\varphi$ и нормативное значение, установленное [1]. В фазе В значение $\cos\varphi$ меньше нормы.

Компания, владеющая комбинатом сортировки угля, вынуждена платить энергопоставляющей организации штраф за низкое значение $\cos\varphi$. Он возникает из-за большого потребления реактивной мощности электродвигателями комбината, потерь активной мощности при ее передаче по электрической сети и по-

Таблица 1

Измеренные и нормативные значения $\delta U, K_U$

Параметр, %	Фаза А	Фаза В	Фаза С
δU_{\max}	4,1	4,5	4,6
δU_{\min}	-1,3	-1,7	-1,4
δU	$\leq \pm 5$		
$K_{U\max}$	16,8	15,3	17,1
K_U	$\leq 6,5$		

тер активной мощности, вызываемых гармониками и интергармониками тока.

Для решения проблем с гармониками, интергармониками и $\cos\varphi$ предлагается исполь-

Таблица 2

Измеренные и нормативные значения $K_{U(n)}, K_{I(n)}$

Параметр, %	Гармоника										
	3	5	7	9	11	13	17	19	21	23	25
$K_{U(n)\max A}$	2,5	12,7	12,8	1,9	4,6	2,1	3,3	1,6	2,1	3,1	1,9
$K_{U(n)\max B}$	3,9	12,3	11,8	2,8	4,6	3,1	2,7	3,0	2,3	2,8	2,5
$K_{U(n)\max C}$	2,0	12,3	12,8	3,3	3,6	2,8	3,4	2,6	1,5	3,4	2,6
$K_{U(n)}$	≤ 3										
$K_{I(n)\max A}$	7,1	6,8	6,7	2,9	3,9	1,9	2,3	1,9	2,3	2,7	2,4
$K_{I(n)\max B}$	3,9	4,2	1,7	1,5	0,8	1,1	0,5	0,4	0,2	0,4	0,4
$K_{I(n)\max C}$	3,6	4,9	3,3	1,6	1,2	1,7	1,5	1,0	0,6	1,2	0,9
$K_{I(n)}$	≤ 12										

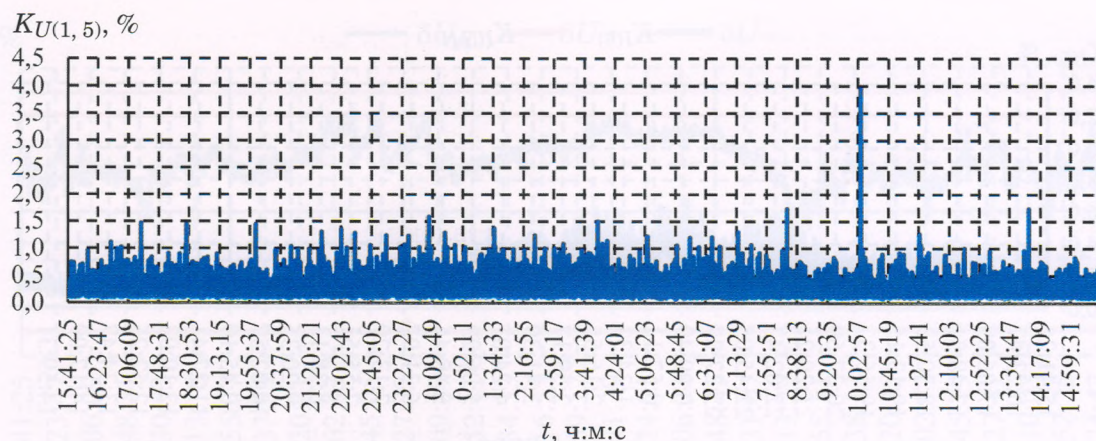
Рис. 6. Суточный график изменения $K_{U(1,5)}$ в фазе А

Таблица 3

Измеренные значения $K_{U(m)}$, $I_{(m)}$

Параметр	Интергармоника									
	1,5	3,5	5,5	7,5	11,5	13,5	17,5	19,5	21,5	23,5
$K_{U(m)\max A}, \%$	3,9	1,0	1,7	1,8	1,3	1,3	1,2	1,5	2,3	2,9
$K_{U(m)\max B}, \%$	3,3	0,8	1,9	1,9	1,7	1,0	1,0	1,3	2,3	2,5
$K_{U(m)\max C}, \%$	3,8	0,9	0,9	1,2	1,4	0,9	1,7	1,7	1,7	1,3
$I_{(m)\max A}, A$	16,6	6,0	5,1	4,3	5,1	5,1	7,5	8,5	9,6	0,3
$I_{(m)\max B}, A$	17,2	4,8	5,0	2,7	3,7	2,2	1,9	2,7	3,2	0,3
$I_{(m)\max C}, A$	18,0	7,3	6,4	5,3	5,0	5,2	9,2	9,7	7,5	0,4

зовать АФ, который подключается к сети параллельно нелинейной нагрузке [4 – 8].

Оптимизационная задача и алгоритм определения мощности АФ

Мощность АФ определяется реактивной мощностью, которую он должен генерировать в узле его присоединения к сети для компенсации реактивной мощности нагрузки, и полной мощностью, необходимой для устранения гар-

моник и интергармоник тока. Мощность АФ можно определить в результате решения оптимизационной задачи. В качестве целевой функции принимается минимум потерь активной мощности в электрической сети системы электроснабжения после установки АФ:

$$\sum_{n=1}^N \Delta P_{(n)} + \sum_{m=1,5}^M \Delta P_{(m)} = \min, \quad (1)$$

где N — наибольший номер гармоники; M — наибольший номер интергармоники.

Целевая функция (1) имеет следующие ограничения:

$$0,95 \leq \cos \varphi \leq 1,0; \quad (2)$$

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max}; \quad (3)$$

$$K_{U(n)\min} \leq K_{U(n)A\Phi} \leq K_{U(n)\max}; \quad (4)$$

$$K_{U\min} \leq K_{UA\Phi} \leq K_{U\max}; \quad (5)$$

Таблица 4

Измеренные и нормативные значения $\cos \varphi$

Параметр, отн. ед.	Фаза А	Фаза В	Фаза С
$\cos \varphi_{\max}$	0,98	0,92	0,99
$\cos \varphi_{\min}$	0,89	0,72	0,89
$\cos \varphi$	$\geq 0,85$		

$$K_{I(n)\min} \leq K_{I(n)\text{АФ}} \leq K_{I(n)\max}, \quad (6)$$

где i — номер узла электрической сети; U_i — напряжение основной частоты в i -м узле; U_{\min} и U_{\max} — нормативные минимальное и максимальное напряжения основной частоты, соответствующие [2]; $K_{U(n)\text{АФ}}$ — коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения после установки АФ; $K_{U(n)\min}$ и $K_{U(n)\max}$ — нормативные максимальный и минимальный коэффициенты n -й гармонической составляющей напряжений, соответствующие [1, 2]; $K_{U\text{АФ}}$ — суммарный коэффициент гармоник напряжения после установки АФ; $K_{U\min}$ и $K_{U\max}$ — нормативные максимальный и минимальный суммарные коэффициенты гармоник напряжения, соответствующие [1, 2]; $K_{I(n)\text{АФ}}$ — коэффициент n -й гармонической составляющей тока после установки АФ; $K_{I(n)\min}$ и $K_{I(n)\max}$ — нормативные максимальная и минимальная величины коэффициентов n -й гармонической составляющей тока, соответствующие [2]; $\cos\varphi$ — значение коэффициента мощности в узле присоединения комбината к питающей сети, на которое компанией «Куа Онг-Винакомин» установлено ограничение (2).

Для выполнения ограничения (2) необходимо обеспечить в электрической сети прежде всего минимальные суммарные потери активной мощности на основной частоте

$$\Delta P_{(1)} = \min. \quad (7)$$

При этом для всех узлов электрической сети должно быть выполнено ограничение (3).

Потери активной мощности в электрической сети на частотах гармоник и интергармоник также влияют на значение $\cos\varphi$. Они будут минимальными, если устранить токи гармоник и интергармоник с помощью АФ в узле его присоединения к сети.

Если узел установки АФ не назначен, то все узлы электрической сети должны рассматриваться как претенденты на установку АФ. В качестве узла для установки АФ должен быть выбран узел, установка фильтра в котором обеспечивает минимальные потери активной мощности в электрической сети.

При определении мощности АФ для компенсации реактивной мощности необходимо учитывать возможность трансформатора регулировать значение напряжения на низкой стороне, где подключена электрическая сеть системы электроснабжения с нагрузками.

Для решения оптимизационной задачи предложен алгоритм, блок-схема которого приведена на рис. 7. Алгоритм разработан на основе программно-вычислительного комплекса

«СДО» (ПВК СДО) для расчета режимов электрической сети на основной частоте [10 – 12].

Блок 1. Ввод исходной информации о схеме и параметрах элементов электрической сети и нагрузок.

Блок 2. Задание номера регулировочного ответвления трансформатора k , $k=1, \bar{K}$, K — количество регулировочных ответвлений.

Блок 3. Задание значения реактивной мощности АФ, на первом шаге $Q_{\text{АФ}} = 0$.

Блок 4. Расчет режима электрической сети с помощью ПВК СДО.

Блок 5. Вычисление $\cos\varphi_{\text{расч}}$ в узле присоединения системы электроснабжения комбината к питающей сети по результатам расчета ПВК СДО как

$$\cos\varphi_{\text{расч}} = P_{ij} / \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2},$$

где P_{ij} и Q_{ij} — вычисленные активная и реактивная мощности.

Блок 6. Проверка выполнения ограничения (2). Если оно выполняется, переход к Блоку 7, если не выполняется, переход к Блоку 8.

Блок 7. Проверка выполнения ограничения (3) в узлах сети. Если оно выполняется, переход к Блоку 9, если не выполняется, переход к Блоку 8.

Блок 8. Вычисление реактивной мощности АФ. Реактивную мощность находят из выражения

$$Q_{\text{АФ}} = P_{ij} (\text{tg}\varphi_{\text{расч}} - \text{tg}\varphi_{\text{жел}}).$$

Значение $\text{tg}\varphi_{\text{расч}}$ определяется с помощью $\cos\varphi_{\text{расч}}$ в Блоке 5. Значение $\text{tg}\varphi_{\text{жел}}$ вычисляется с использованием ограничения (2). Так как допустимая величина $\cos\varphi$ лежит в интервале $\cos\varphi_{\min} \leq \cos\varphi \leq \cos\varphi_{\max}$, то значение реактивной мощности АФ также лежит в интервале $Q_{\text{АФ}\min} \leq Q_{\text{АФ}} \leq Q_{\text{АФ}\max}$. Наибольшая и наименьшая $Q_{\text{АФ}}$ рассчитываются по формулам

$$Q_{\text{АФ}\min} = P_{ij} (\text{tg}\varphi_{\text{расч}} - \text{tg}\varphi_{\min});$$

$$Q_{\text{АФ}\max} = P_{ij} (\text{tg}\varphi_{\text{расч}} - \text{tg}\varphi_{\max}).$$

Блок 9. Вычисление суммарных потерь активной мощности в электрической сети по результатам расчета ПВК СДО.

Блок 10. Сопоставление потерь активной мощности предыдущего шага расчета с потерями текущего шага для определения минимальных потерь, а именно, если $\Delta P_{(1)} < \Delta P_{\min}$, то $\Delta P_{\min} = \Delta P_{(1)}$.

Блок 11. Изменение номера регулировочного ответвления трансформатора $k = k + 1$. Если $k > K$, переход на Блок 12, иначе — на Блок 2.

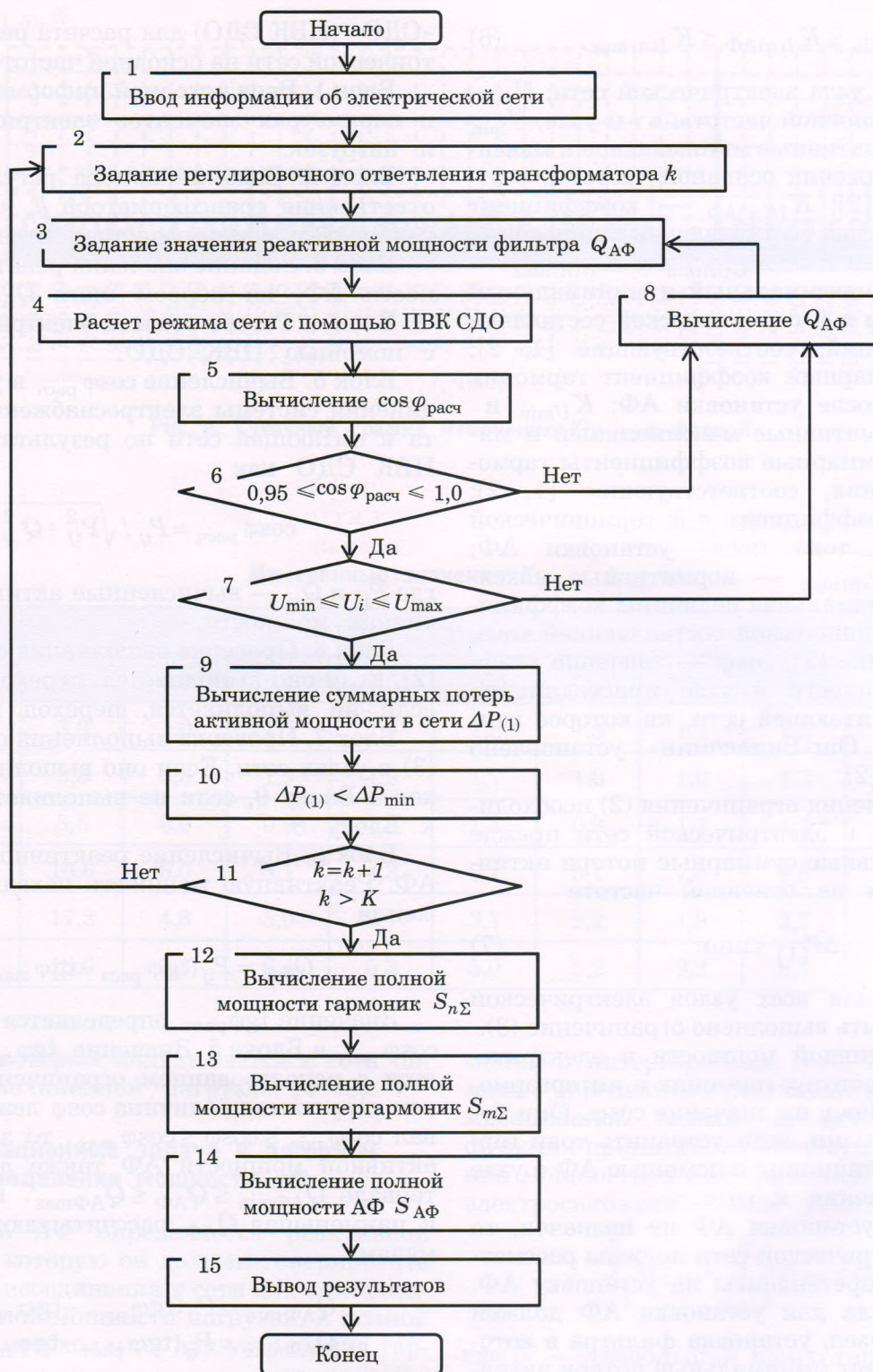


Рис. 7. Блок-схема оптимизационного алгоритма определения мощности АФ

Блок 12. Потери активной мощности на гармониках в электрической сети должны быть минимальными, т. е. $\sum_{n=2}^N \Delta P_{(n)} = \min$. При

этом должны быть выполнены ограничения (4) – (6). Этого можно достичь, если устранить гармоники тока с помощью АФ в узле его под-

ключения. Полная мощность гармоник определяется в соответствии с [13]:

$$S_{n\Sigma} = \sqrt{P_{n\Sigma}^2 + Q_{n\Sigma}^2},$$

где $P_{n\Sigma}$, $Q_{n\Sigma}$ рассчитывают по измеренным U_n , I_n и φ_n .

Блок 13. Потери активной мощности на интергармониках в электрической сети должны быть минимальными, т. е. $\sum_{m=1,5}^M \Delta P_{(m)} = \min$. Для

этого необходимо устранить интергармоники тока с помощью АФ в узле его подключения. Полная мощность интергармоник определяется по выражению

$$S_{m\Sigma} = \sum_{m=1,5}^M U_m I_m \sqrt{P_{n\Sigma}^2 + Q_{n\Sigma}^2},$$

где U_m и I_m — измеренные величины.

Блок 14. Вычисление полной мощности АФ проводят с помощью формулы

$$S_{\text{АФ}} = S_{Q_{\text{АФ}}} + S_{n\Sigma} + S_{m\Sigma}.$$

Блок 15. Вывод результатов расчета.

Компьютерная программа для определения мощности АФ

Компьютерная программа [14] разработана на основе алгоритма определения мощности АФ, представленного на рис. 7. Она выполнена в MS Excel и среде программирования Visual Basic для Windows-приложений. Программа предназначена для определения полной мощности АФ с целью компенсации реактивной мощности нагрузки для повышения коэффициента мощности, устранения гармоник и интергармоник. Программа позволяет определить узел электрической сети для установки АФ при условии обеспечения минимальных потерь активной мощности в ее элементах и выполнении требований нормативных документов к качеству электрической энергии и коэффициенту мощности нагрузки.

Вычисление значения мощности, которую должен генерировать АФ для компенсации реактивной мощности нагрузки, и определение узла электрической сети для установки АФ осуществляются с помощью ПВК СДО («Стационарный допустимый оптимальный режим»), упоминавшегося выше [10, 11]. ПВК СДО является составной частью компьютерной программы для определения мощности АФ. Он предназначен для решения задач анализа и синтеза, возникающих при исследованиях установившихся режимов электроэнергетических систем, может быть использован при эксплуатации и проектировании [12]. ПВК СДО содержит полное математическое описание основных элементов сети, включая линии, трансформаторы, реакторы, конденсаторы, выключатели как элементы распределительных устройств. В нем реализованы алгоритмы

расчета допустимых и оптимальных по потерям активной и реактивной мощностей установившихся режимов электрических сетей разного уровня напряжений, в том числе несимметричных установившихся режимов распределительных сетей низкого напряжения, расчета требуемых значений для отдельных параметров режима и многое другое. ПВК СДО автоматически формирует схемы замещения линий электропередачи и трансформаторов. Выполняет много различных вспомогательных функций при подготовке исходной информации для расчетов. ПВК СДО в течение многих лет (вплоть до 2010 г.) использовался в службе режимов и устойчивости «Иркутскэнерго».

Программа определения мощности АФ состоит из пяти листов MS Excel: первый лист — «Главный»; второй лист — «Мощность $Q_{\text{АФ}}$ »; третий лист — «Мощность гармоник S_h »; четвертый лист — «Мощность интергармоник S_m », пятый лист — «Мощность $S_{\text{АФ}}$ ». На рис. 8 в качестве примера приведен первый лист — «Главный». С помощью команд первого листа выполняется расчет режима электрической сети на основной частоте для сравнительной оценки измеренных значений $\cos\varphi$ и напряжения в узле присоединения системы электропитания комбината сортировки угля к питающей сети и вычисленных с помощью ПВК СДО. Сопоставление этих двух параметров с результатами измерений и их близкие значения подтверждают правильность моделирования электрической сети, для которой будет проводиться расчет значения реактивной мощности.

На втором листе (рис. 9) вычисляется значение реактивной мощности, потребляемой нагрузкой, которую должен генерировать АФ. В процессе расчета выбирается узел электрической сети для установки АФ. Правильный выбор узла обеспечит минимальные потери активной мощности в элементах сети. На третьем и четвертом листах программы вычисляются значения полных мощностей гармоник и интергармоник, которые должен устранить АФ. Расчет мощностей выполняется по результатам измерений параметров режимов гармоник, интергармоник и показателей качества электрической энергии в узле электрической сети, выбранном для установки АФ. На пятом листе программы находится полная мощность АФ. Пятый лист программы с таблицей результатов расчета приведен на рис. 10.

На рис. 10 в таблице «Результаты вычисления мощности АФ» указаны номер узла сети для установки АФ, значения минимальных потерь активной мощности, реактивная мощ-

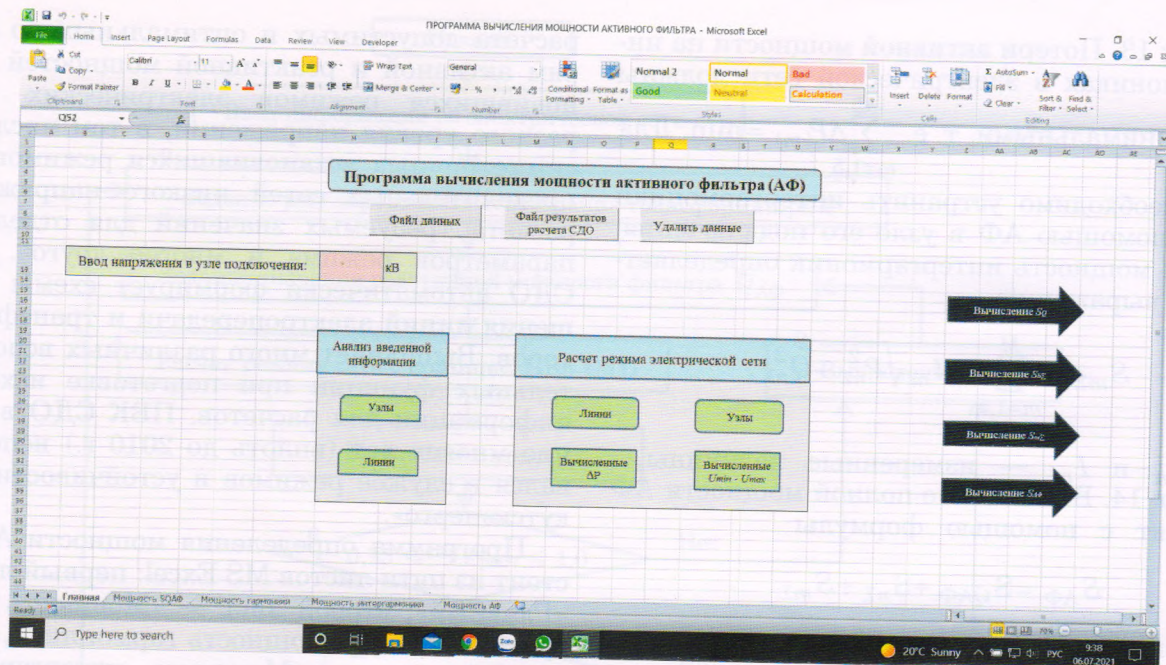


Рис. 8. Первый лист программы

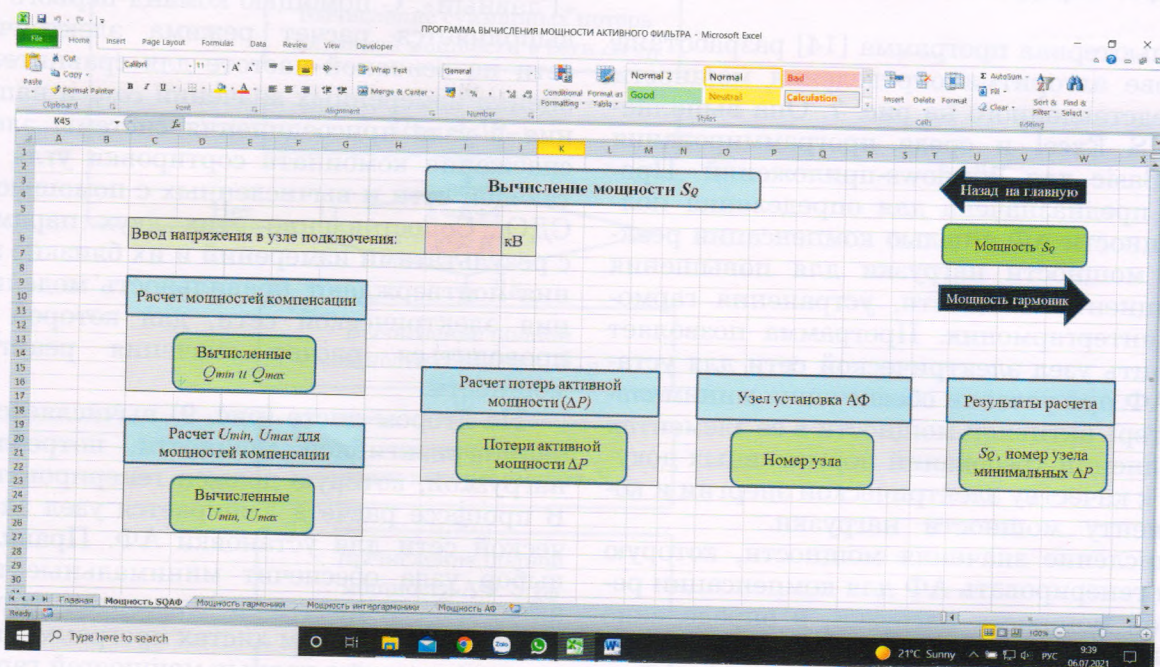


Рис. 9. Второй лист программы

ность, мощность гармоник, мощность интергармоник и полная мощность АФ.

Пример применения предложенного алгоритма и компьютерной программы для определения мощности АФ для комбината сортировки угля компании «Куа Онг-Винакомин»

Для установки АФ фильтра в системе электроснабжения комбината управляющей компа-

нией выбран узел 45038 (см. рис. 1). Трансформатор, поставляющий электрическую энергию в систему электроснабжения комбината, имеет 5 регулировочных ответвлений. Они позволяют устанавливать в узле 4143 напряжения 0,38 кВ; 0,39 кВ; 0,4 кВ; 0,41 кВ; 0,42 кВ. Результаты расчетов ПВК СДО показывают, что при напряжениях в узле 4143, изменяющихся от 0,38 кВ до 0,42 кВ, в 57 узлах электрической сети 0,4 кВ напряжения прини-

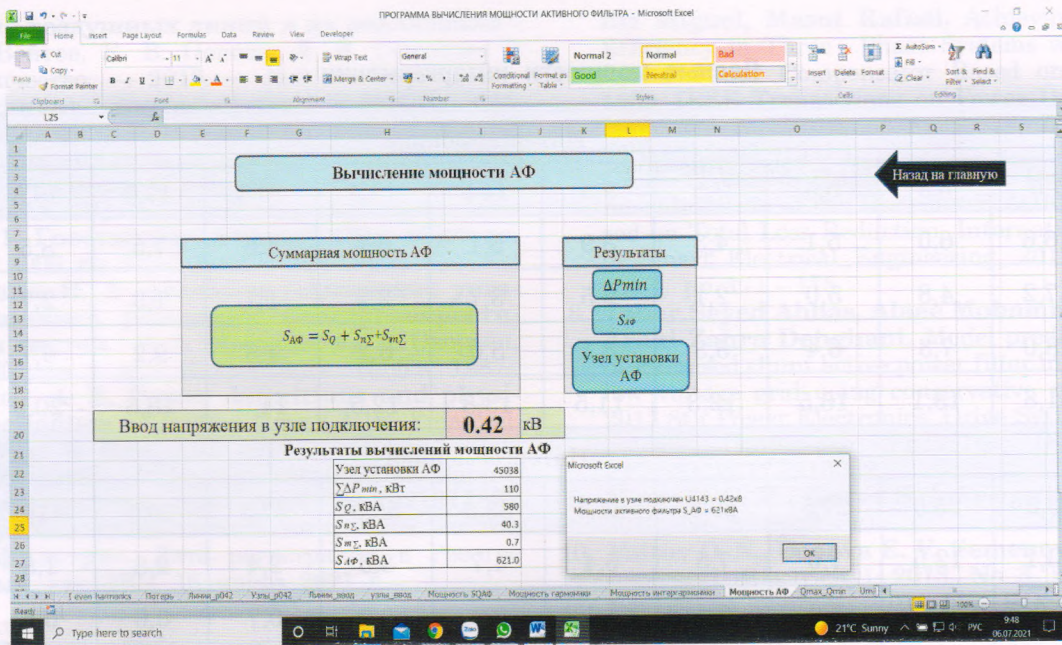


Рис. 10. Пятый лист

Таблица 5

Таблица параметров, вычисленных по алгоритму

U_{4143} , кВ	$Q_{\Delta\phi}$, квар	$\cos \phi_{4143}$	Напряжения в узлах 0,4 кВ		$\Delta P_{(1)}$, кВт
			U_{min}	U_{max}	
0,38	350	0,88	0,38	0,39	297
0,39	480	0,97	0,38	0,39	290
0,40	330	1,00	0,38	0,39	192
0,41	450	0,99	0,38	0,41	134
0,42	580	1,00	0,38	0,41	110

мают значения от 0,36 кВ до 0,39 кВ. Из этого следует, что требования [1, 2] не выполняются. Коэффициент мощности нагрузки в узле 4143 принимает значения от 0,88 до 0,99, что не полностью соответствует требованиям компании. Таким образом, для повышения значений напряжений в узлах системы электроснабжения и коэффициента мощности нагрузки в узле 4143 необходима генерация реактивной мощности.

С помощью ПВК СДО в соответствии с предложенным алгоритмом были проведены вычисления реактивной мощности, которую должен генерировать АФ. Результаты вычислений представлены в табл. 5. Наименьшие

Таблица 6

Активные, реактивные и полные мощности гармоник

Фаза А		Фаза В		Фаза С	
P_n , кВт	Q_n , квар	P_n , кВт	Q_n , квар	P_n , кВт	Q_n , квар
8,9	11,0	6,9	7,3	7,2	14,4
$S_n = 14,1$ кВ·А		$S_n = 10,1$ кВ·А		$S_n = 16,1$ кВ·А	

потери активной мощности в сети, равные 110 кВт, имеют место при регулировочном отвлечении трансформатора 0,42 кВ и значении реактивной мощности АФ 580 квар. Все условия по значениям напряжений в узлах сети и $\cos \phi$ в узле 4143 выполняются.

Мощности гармоник в трех фазах вычислены по измеренным параметрам и приведены в табл. 6. Для устранения гармоник тока АФ должен иметь мощность в каждой фазе не менее 17 кВ·А, т. е. 51 кВ·А для трех фаз.

В табл. 7 приведены рассчитанные по измеренным параметрам величины фазных мощностей для некоторых интергармоник и суммарные мощности в трех фазах. Полная мощность интергармоник в трех фазах равна 0,7 В·А, что составляет менее 1 % мощности гармоник, т. е. ее можно не учитывать.

Результаты вычислений, выполненные с помощью программы определения мощности

Таблица 7

Полные мощности интергармоник

$S_m, \text{В}\cdot\text{А}$	Интергармоника										
	1,5	3,5	5,5	7,5	9,5	11,5	13,5	15,5	17,5	19,5	21,5
Фаза А	16,6	6,0	5,1	4,3	3,9	5,1	5,1	4,5	7,5	8,5	9,6
Фаза В	17,2	4,8	5,0	2,7	2,5	3,7	2,2	1,7	1,9	2,7	3,2
Фаза С	18,0	7,3	6,4	5,3	5,1	5,0	5,2	4,8	9,2	9,7	7,5
$S_{m\Sigma}$	51,8	18,1	16,5	12,3	11,5	13,8	12,5	11,0	18,6	20,9	20,3
$S_m, \text{В}\cdot\text{А}$	Интергармоника										
	23,5	25,5	27,5	29,5	31,5	33,5	35,5	37,5	39,5	41,5	43,5
Фаза А	13,1	12,5	7,0	7,5	5,4	4,7	3,3	2,4	2,8	1,8	1,3
Фаза В	3,0	2,7	1,9	1,4	1,1	0,9	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5
Фаза С	5,7	6,5	3,8	3,6	2,0	1,8	1,5	2,0	1,6	1,0	0,9
$S_{m\Sigma}$	21,8	21,7	12,7	12,5	8,5	7,4	5,7	5,1	5,0	3,3	2,7

АФ (представлены в табл. 5 – 7 и на рис. 10), показывают, что АФ, установленный в узле 45038, находящемся в 60 м от узла 4143, обеспечивает в сети минимальные потери активной мощности 110 кВт, компенсацию реактивной мощности и устранение гармоник в узле установки при полной мощности АФ 631 кВт·А.

Выводы

1. Представлены оптимизационный алгоритм и компьютерная программа определения мощности активных фильтров гармоник, устанавливаемых для генерации реактивной мощности и устранения гармоник и интергармоник токов.

2. Приведен пример использования алгоритма и компьютерной программы для определения мощности АФ гармоник, предназначенного для установки в системе электроснабжения комбината сортировки угля вьетнамской компании «Куа Онг-Винакомин».

Список литературы

1. **National technical regulation on electrical engineering 2015 / ВСТ** — Part 1: Electricity network system. 2015.
2. **Circular No. 39/2015/ТТ-ВСТ** dated November 18, 2015 of the Ministry of Industry and Trade on Regulations on electricity distribution system.
3. **Operating Manual Network Analyzer PQ-Box 150. Power-Quality Evaluation Software**. URL: https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/BA_PQBox150_ENo.201803.pdf (дата обращения 06.01.2021).

4. **Husen, Shekh Saddam. A Literature Review and Industrial Survey on Active Power Filter** / Shekh Saddam Husen, Pinkal J. Patel // International Journal of Engineering Development and Research. — 2014. — Vol. 2. — Iss. 1. Pp. 118 – 125.
5. **El-Habrouk, M. Active power filter: A review** / M. El-Habrouk, M. K. Darwish, P. Mehta // IEE Proceedings — Electric Power Applications. September 2000. — Vol. 147. Iss. 5. Pp. 403 – 413. DOI: 10.1049/ip-epa: 20000522.
6. **Orts, Salvador. Achieving Maximum Efficiency in Three-Phase Systems with a Shunt Active Power Compensator Based on IEEE Std. 1459** / Salvador Orts, Francisco J. Gimeno-Sales, Antonio Abellan, Salvador Segui-Chilet, Miguel Alcaniz, Rafael Masot. // IEEE Transactions on Power Delivery. April 2008. — Vol. 23. — No. 2. Pp. 812 – 822. DOI: 10.1109/TPWRD.2007.915910.
7. **Chakeri, Vahid. Optimal Allocation of the Distributed Active Filters Based on Total Loss Reduction** / Vahid Chakeri, Mehrdad Tarafdar Hagh // International Journal of Smart Electrical Engineering. — 2017. — Vol. 6. — Iss. 4. Pp. 171 – 175.
8. **Taher, Seyed Abbas. Model predictive control of PV-based shunt active power filter in single-phase low voltage grid using conservative power theory** / Seyed Abbas Taher, Mohammad Hosein Alaei, Zahra Dehghani Arani // 2017 8th Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC). DOI: 10.1109/PEDSTC.2017.7910332.
9. **Мустафа, Г. М. Активные фильтро-компенсирующие устройства шунтирующего и серийного типа в электрических сетях** / Г. М. Мустафа, С. И. Гусев // Энергетик. — 2019. — № 8. — С. 3 – 10.
10. **Войтов, О. Н. Алгоритмы расчета потоко-распределения в ЭС с учетом температуры**

- провода воздушных линий и их реализация / О. Н. Войтов, Е. В. Попова, Л. В. Семенова // Электричество. — 2013. — № 3. — С. 19 – 26.
11. Сертификат соответствия № РОСС RU. SP20.H00008 «Программное средство ПС СДО-7 для анализа, оптимизации установившихся режимов и оценки потерь электроэнергии в ЭС» — Система сертификации ГОСТ Р Госстандарт России. Срок действия: с 31.01.2009 по 31.01.2012.
 12. Мурашко, Н. А. Анализ и управление установившимися режимами электроэнергетических систем / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзин, Л. А. Крумм и др. — Новосибирск: Наука, 1987.
 13. Emanuel, A. E. *Power definitions and physical mechanism of power flow* / A. E. Emanuel. John Wiley & Sons, Ltd. 2010. — 264 p.
 14. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021613837 «Программа вычисления мощности активного фильтра». Дата регистрации в Реестре программ для ЭВМ 16 марта 2021 г.

References

1. **National technical regulation** on electrical engineering 2015/BCT (National technical regulation on electrical engineering 2015/BCT), Part 1, Electricity network system, 2015.
2. **Circular No. 39/2015/TT-BCT** dated November 18, 2015 of the Ministry of Industry and Trade on Regulations on electricity distribution system (Circular No. 39/2015/TT-BCT dated November 18, 2015 of the Ministry of Industry and Trade on Regulations on electricity distribution system).
3. **Operating Manual Network Analyzer PQ-Box 150**. Power-Quality Evaluation Software, [Electronic resource]. — URL: https://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/BA_PQBox150_ENo.201803.pdf (accessed: 06.01.2021).
4. **Husen Shekh Saddam, Patel Pinkal J.** A Literature Review and Industrial Survey on Active Power Filter, *International Journal of Engineering Development and Research*, 2014, Vol. 2, Issue 1, pp. 118 – 125.
5. **El – Habrouk M., Darwish M. K., Mehta P.** Active power filter: A review, *IEE Proceedings — Electric Power Applications*, September 2000, Vol. 147, Issue 5, pp. 403 – 413, DOI: 10.1049/ip-epa:20000522.
6. **Orts Salvador, Gimeno-Sales Francisco J., Abellan Antonio, Segui-Chilet Salvador, Alcainiz Miguel, Masot Rafael.** Achieving Maximum Efficiency in Three – Phase Systems with a Shunt Active Power Compensator Based on IEEE Std. 1459, *IEEE Transactions on Power Delivery*, April 2008, Vol. 23, No. 2, pp. 812 – 822, DOI: 10.1109/TPWRD.2007.915910.
7. **Chakeri Vahid, Hagh Mehrdad Tarafdar.** Optimal Allocation of the Distributed Active Filters Based on Total Loss Reduction, *International Journal of Smart Electrical Engineering*, 2017, Vol. 6, Issue 4, pp. 171 – 175.
8. **Taher Seyed Abbas, Alae Mohammad Hoseini, Arani Zahra Dehghani.** Model predictive control of PV-based shunt active power filter in single-phase low voltage grid using conservative power theory, 2017 8th Power Electronics, Drive Systems & Technologies Conference (PEDSTC), DOI: 10.1109/PEDSTC.2017.7910332.
9. **Mustafa G. M., Gusev S. I.** *Energetik* (Energetic), 2019, No. 8, pp. 3 – 10.
10. **Voitov O. N., Popova E. V., Semenova L. V.** *Elektrichestvo* (Electricity), 2013, No. 3, pp. 19 – 26.
11. **Sertifikat sootvetstviya No. ROSS RU.SP20.H00008** «Programmnoe sredstvo PS SDO-7 dlya analiza, optimizatsii ustanovivshikhsya rezhimov i otsenki poter' elektroenergii v ES» (Certificate of Conformity No. ROSS RU.SP20.H00008 «Software tool PS SDO-7 for analysis, optimization of steady-state modes and assessment of electricity losses in power plants»), State Standard certification system Gosstandart of Russia, Validity 31.01.2009 – 31.01.2012.
12. **Murashko N. A., Okhorzin Yu. A., Krumm L. A.** *Analiz i upravlenie ustanovivshimisya rezhimami elektroenergeticheskikh sistem* (Analysis and management of steady-state modes of electric power systems), Novosibirsk, Nauka, 1987.
13. **Emanuel A.E.** Power definitions and physical mechanism of power flow, John Wiley & Sons, Ltd. 2010, 264 p.
14. **Svidetel'stvo o gosudarstvennoi registratsii programmy dlya EVM № 2021613837** «Programma vychisleniya moshchnosti aktivnogo fil'tra» (Certificate of state registration of the computer program No. 2021613837 «Program for calculating the power of the active filter»), Date of registration in the Register of computer programs March 16, 2021.

kovernikova@isem.irk.ru

Optimization algorithm for determining the power of active harmonic filters

Kovernikova L. I., Voitov O. N., Semenova L. V., Bui N. Kh.

An optimization algorithm for determining the power of active harmonic filters is proposed, which ensures matching of the load power factor and indicators of the quality of electricity to regulatory documents. The power of the active harmonic filter for a coal sorting plant belonging to the Vietnamese company «Kua Ong-Vinacomin» was determined using the developed algorithm as an example.

Keywords: load power factor, harmonics, interharmonics, measurements, active harmonic filter, optimization algorithm.