

Моделирование алгоритма функционирования цифрового регулятора

Закиряев Кубанычбек Эсейович

Иссык-Кульский государственный университет им. К.Тыныстанова

Ведущий специалист отдела информатизации образования

Приамурский государственный университет имени Шолом-Алейхема

Магистрант

Научный руководитель

Глаголев Владимир Александрович

Приамурский государственный университет имени Шолом-Алейхема

к.г.н., доцент кафедры информационных систем, математики и правовой информатики

Аннотация

В данной работе рассматривается алгоритм функционирования цифрового регулятора информационной системы управления в составе автоматизированной системы учета и контроля электроэнергии и результаты его моделирования.

Ключевые слова: информационная система управления, цифровой регулятор, алгоритм функционирования цифрового регулятора, симметрия, разбаланс мощностей

Simulation of the algorithm of functioning of the digital controller

Zakiriaeв Kubanychbek Eseiovich

Issyk-Kul State University named after K. Tynystanov

Leading specialist of the department of informatization of education

Sholom-Aleichem Priamursky State University

Master student

Scientific supervisor:

Glagolev Vladimir Alexandrovich

Sholom-Aleichem Priamursky State University

PhD, Associate Professor of the Department of Information Systems, Mathematics and Legal Informatics

Abstract

In this paper, we consider the algorithm for the functioning of a digital regulator of an information management system as part of an automated system for accounting and control of electricity and the results of its modeling.

Keywords: information control system, digital controller, digital controller operation algorithm, symmetry, power imbalance.

1 Введение

1.1 Актуальность

Улучшение функциональных возможностей и модернизация аппаратно-программного комплекса современных автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) путем внедрения новых блоков позволит увеличить эффективность работы электросети и их нагрузок. Для этого необходимо разработать, и внедрит в состав АСКУЭ новый блок - цифровой регулятор (ЦР), предназначенный для управления процессами по симметрированию абонентских нагрузок в электрической сети в составе информационной системы управления (ИСУ), что позволит уменьшить технические потери и улучшить качество электроэнергии, подаваемый нагрузкам абонентов [1-2]. Несимметричность в электросети является следствием разбалансировки нагрузок и неравномерного их распределения по фазам трехфазной сети. Фактор несимметрии фазных токов и напряжений приводит к существенным потерям активной мощности, поэтому целью такого управления является минимизация потерь электроэнергии. Следует отметить, что ЦР будет организован на базе микроконтроллерного устройства с соответствующими аппаратно-программными средствами [3-4], поэтому разработка алгоритмов управления работой ЦР для симметрирования нагрузок, подключенных к сети, является актуальной задачей.

1.2 Обзор исследований

В своих работах Т.Т.Оморев [2] предложил теорию по оптимизации работы электросети, работающей в несимметричном режиме и обобщенные алгоритмы по их контролю и управлению. Был предложен общий алгоритм симметрирования распределенной сети с помощью микроконтроллерного устройства (ЦР) в составе АСКУЭ, который будет управлять исполнительным устройством, переключающей нагрузки-абоненты из одной фазы на другую [2]. В то же время, изменяя или добавляя программное обеспечение ЦР можно будет управлять и другие параметры электросети для оптимальной работы. Выбранный в [3] микроконтроллер и сделанный на его основе ЦР является ключевым элементом реализации функционирования ЦР. К важным составляющим относятся также аппаратно-программные средства разработки программного обеспечения (инструментарий программирования) [4]. Однако, немаловажным являются алгоритмы, по которым ЦР будет функционировать и управлять другими элементами ИСУ.

1.3 Цель исследования

Разработка и моделирование обобщенного алгоритма функционирования ЦР (ИСУ) по симметрированию нагрузок в трехфазной сети, позволяющий анализировать текущую ситуацию и принять соответствующие решения по оптимизации абонентских нагрузок в распределительной сети.

1.4 Материалы и методы

Центральным элементом будущей ИСУ является ЦР, структурная схема которой показана на рис.1.

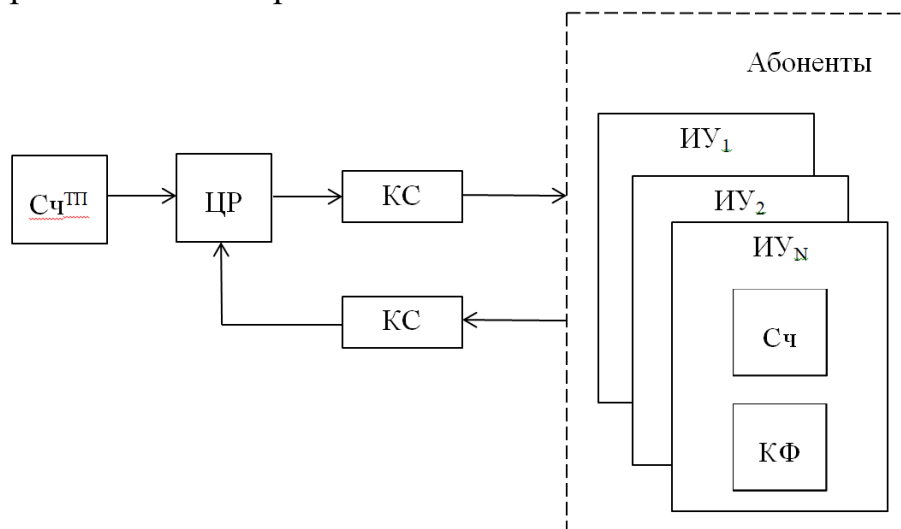


Рис.1. Структурная схема ИСУ

Обозначение блоков: $Сч^{Тп}$ – счетчик электроэнергии в трансформаторной подстанции; ЦР – цифровой регулятор; КС – канал связи; ИУ – исполнительное устройство, в составе которого имеется Сч – счетчик электроэнергии абонента и КФ – коммутатор фаз.

ЦР периодически последовательно проверяет состояние сети для корректировки работы ИУ, периодически отправляя необходимые управляющие команды в исполнительное устройство, одновременно контролируя изменения, которые происходят в абонентских нагрузках. Тем самым происходит корректировка работы электросети путем переключения абонентских нагрузок из одной фазы в другую, т.е. поддержание симметричной работы электросети.

От того, как будут реализованы алгоритмы управления и функционирования ЦР, зависят режимы работы и правильная работа всей системы.

В работе Т.Т.Оморова [5] предложен обобщенный алгоритм оптимизации режимов работы распределительной сети путем перераспределения мощностей абонентских нагрузок между фазами электросети. Приведены методы определения состояния электросети в целом, по каждой фазе и принципы (методы) принятия решений по минимизации разбаланса мощностей между фазами.

Рассматривается трехфазная четырехпроводная распределительная сеть, с питающей трансформаторной подстанцией (ТП) и группой из n счетчиков электроэнергии $\{Сч_{vk}\}$, установленных у однофазных потребителей (рис.2). Здесь, k, v – переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ($k = \overline{1,3}$) и нагрузок абонентов сети ($v = \overline{1,n}$); \tilde{I}_k, \tilde{U}_k – синусоидальные мгновенные ток и напряжение на входе k -й фазы; Z_{vk} – обозначение нагрузки с координатой (v, k) ; $\tilde{I}_{vk}, \tilde{U}_{vk}$ – мгновенные ток и напряжение на нагрузке

Z_{vk} ; \tilde{I} – мгновенный ток в нейтральном проводе; \dot{P}_k – комплексная мощности k – ой фазы; \dot{P}_{vk} – комплексная мощность, потребляемая нагрузкой абонента с координатой (v, k) ; КФТ $_{vk}$ - коммутатор фазных токов счетчика Сч $_{vk}$.

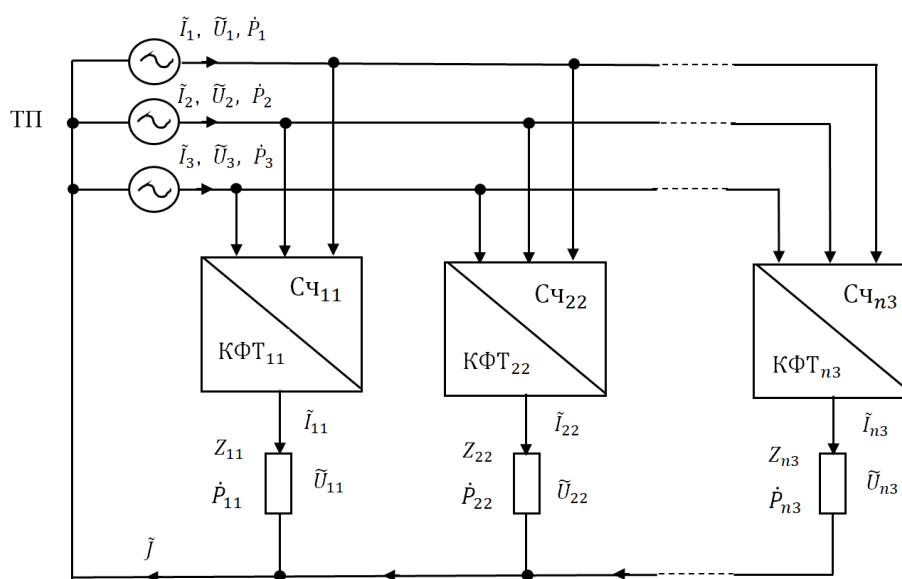


Рис.2. Условная схема распределенной сети с Сч $_{vk}$ и КФТ $_{vk}$

Такая распределенная сеть может функционировать в режиме несимметрии токов и напряжений. В этом случае, коммутаторы фазных токов (КФТ $_{vk}$) в составе электросчетчиков (Сч $_{vk}$) должны переключать нагрузки между фазами с более нагруженных к менее нагруженным. Для этого концентратор данных (КД) периодически опрашивает трехфазный счетчик электроэнергии (Сч III) и группы счетчиков абонентов, подключенных к фазам А, В, С, и записывает в базу данных (БД) АСКУЭ полученные данные. На их основе ЦР вычисляет и формирует все промежуточные величины, необходимые для анализа и принятия решения по оптимизации распределения нагрузок. Все полученные данные также заносятся в БД ИСУ.

Решение сформулированной выше задачи управления включает следующие основные этапы:

1. Формирование исходных данных задачи управления.
2. Ситуационный анализ объекта.
3. Формирование промежуточных данных и принятия решений по минимизации разбаланса мощностей.
4. Формирование управляющих воздействий на объект.

Далее, на основе предложенных методов [5], сделано компьютерное моделирование работы ЦР.

2 Моделирование функционирования цифрового регулятора

Для проверки правильности алгоритма управления ЦР изложенного в [5], рассмотрим задачу, в которой имеется место расбаланс мощностей по фазам сети. Исходные данные со счетчиков электроэнергии абонентов, полученные с АСКУЭ, показаны в таблице 1 (для моделирования в качестве

примера взяты данные со счетчиков абонентов сети, содержащиеся в базе данных АСКУЭ), а показания со счетчика в ТП в таблице 2, где содержатся показания по трем фазам на выходе трансформаторной подстанции. На основе этих данных производятся расчеты для принятия решений со стороны ЦР ИСУ по симметрированию фазных мощностей сети.

Таблица 1 – Измеренные данные, полученные со счетчиков абонентов

Наименование фазы	Номер абонента нагрузки	I_{kv}, A	U_{kv}, B	$\cos \varphi_{kv}$
1	2	3	4	5
Фаза А (k=1)	v=1	1,40	230,00	0,83
	v=2	2,50	227,00	0,90
	v=3	2,40	226,80	0,85
	v=4	2,00	226,00	0,90
	v=5	2,50	225,90	0,85
	v=6	2,60	225,00	0,82
	v=7	2,80	224,00	0,83
	v=8	1,30	222,00	0,90
	v=9	2,40	220,00	0,89
	v=10	2,00	218,00	0,91
Фаза В (k=2)	v=1	2,30	228,00	0,95
	v=2	2,20	227,00	0,93
	v=3	4,20	226,80	0,91
	v=4	3,80	226,00	0,90
	v=5	4,40	225,90	0,85
	v=6	3,00	225,00	0,82
	v=7	2,80	224,00	0,95
	v=8	2,00	222,00	0,93
	v=9	4,90	220,00	0,91
	v=10	3,30	217,20	0,85
Фаза С (k=3)	v=1	5,20	228,00	0,95
	v=2	4,80	227,00	0,93
	v=3	2,10	226,80	0,91
	v=4	3,90	226,00	0,90
	v=5	2,70	225,90	0,85
	v=6	3,00	225,00	0,82
	v=7	2,80	224,00	0,95
	v=8	1,70	222,00	0,93
	v=9	3,80	220,00	0,91
	v=10	2,50	216,00	0,85

Таблица 2 – Данные трехфазного счетчика, установленного в трансформаторной подстанции (ТП)

Наименование фазы	Показания трехфазного счетчика		
	I_k, A	U_k, B	$\cos \varphi_k$
Фаза А (k=1)	60,6000	230,0000	0,9000
Фаза В (k=2)	98,7000	230,0000	0,9000
Фаза С (k=3)	97,5000	230,0000	0,9000

Итак, согласно алгоритму, на основе данных полученных со счетчиков электроэнергии и БД АСКУЭ предварительно вычислим следующие величины:

1. Активные p_{vk} и реактивные q_{vk} мощности, потребляемых нагрузками абонентов сети.
2. Активные p_k и реактивные q_k мощности, потребляемые соответствующими фазами на входе сети.
3. Среднюю мощность фаз P_0 .
4. Ошибки управления e_1, e_2 и e_3 от среднего значения мощностей фаз P_0 .

Результаты вычислений модулей мощностей абонентов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты вычислений модулей абонентских мощностей

Номер фазы	Мощность фазы, кВт	Номер нагрузки									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
k=1 (A)	P_{v1}	0,3220	0,5675	0,5443	0,4520	0,5648	0,5850	0,6272	0,2886	0,5280	0,4360
k=2 (B)	P_{v2}	0,4994	0,5244	0,9526	0,8588	0,9940	0,6750	0,6272	0,4440	1,0780	0,7168
k=3 (C)	P_{v3}	1,1856	1,0896	0,4763	0,8814	0,6099	0,6750	0,6272	0,3774	0,8360	0,5400

Аналогично, на основе данных счетчика, установленного в ТП, вычисляются модули мощностей фаз на входе сети и их среднее значение по формуле $P_0 = (P_1 + P_2 + P_3)/3$ и разбаланс мощностей фаз (ошибки управления) по формуле $e_k = P_k - P_0$. Результаты вычислений приведены в таблице 4.

Таблица 4. – Результаты вычислений по фазным мощностям на входе сети

Номер фазы	$P_k, кВт$	$e_k, кВт$	$P_0, кВт$
k=1 (A)	13,9380	-5,7500	19,6880
k=2 (B)	22,7010	3,0130	
k=3 (C)	22,4250	2,7370	

Проведем ситуационный анализ над полученными данными (табл.4). Согласно табл.4 полученные значения ошибок управления мощностей фаз удовлетворяют следующим условиям:

$$e_1 < 0, \quad e_2 > 0, \quad e_3 > 0,$$

т.е., данная ситуация позволяет сформулировать следующее требование к переключениям:

- со второй фазы на первую фазу необходимо переключить абонентов, чтобы ликвидировать разбаланс в 3,0130 кВт;

- с третьей фазы на первую фазу необходимо переключить абонентов, чтобы ликвидировать разбаланс в 2,7370 кВт.

Для определения абонентов, которых необходимо переключить с одной фазы на другую необходимо провести оптимизацию и минимизацию обрабатываемых данных. Для этого, данные по мощностям абонентов (табл.3) с переключаемых фаз $k=2$ (фаза В) и $k=3$ (фаза С) преобразуем и располагаем по убыванию. Мощности абонентов фазы при $k=1$ (фаза А) не будут преобразоваться. Полученные после таких манипуляций данные, показаны в таблице 5.

Таблица 5 – Данные по мощностям абонентов в результате их сортировки

Номер фазы	Мощность фазы	Номер нагрузки									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
k=1 (А)	P_{V1}	0,3220	0,5675	0,5443	0,4520	0,5648	0,5850	0,6272	0,2886	0,5280	0,4360
Номер фазы	Мощность фазы	Номер нагрузки									
		9	5	3	4	10	6	7	2	1	8
k=2 (В)	P_{V2}	1,0780	0,9940	0,9526	0,8588	0,7168	0,6750	0,6272	0,5244	0,4994	0,4440
Номер фазы	Мощность фазы	Номер нагрузки									
		1	2	4	9	6	7	5	10	3	8
k=3 (С)	P_{V3}	1,1856	1,0896	0,8814	0,8360	0,6750	0,6272	0,6099	0,5400	0,4763	0,3774

В результате произведенных расчетов и вычислительных процессов в ЦР, будет сформировано два вектора управления u_1^* и u_2^* , с координатами переключаемых абонентов. Значения этих векторов показаны в таблице 6.

Таблица 6. – Исходные данные для формирования вектора управления $u^*=[u_1^*, u_2^*]$

С фазы	На фазу	Абоненты		
k=2 (фаза В)	k=1 (фаза А)	9	5	3

С фазы	На фазу	Абоненты		
k=3 (фаза С)	k=1 (фаза А)	1	2	3

Компоненты сформированного вектора управления $u_1^* = [2,1,9,5,3]$, $u_2^* = [3,1,1,2,3]$ передаются по каналам связи (PLC, GSM/GPRS, Ethernet) в коммутатор фазных токов (КФТ) для исполнения.

В результате оптимизации режима работы РЭС для $k=2$ (фаза В) и $k=3$ (фаза С) с учетом ошибок управления e_1 , e_2 и e_3 , происходит симметрирование мощностей по фазам. Динамика изменения ошибок e_1 , e_2 и e_3 в результате перераспределения мощностей показаны на рис.3. Как видно

из рисунка, для достижения оптимального режима работы сети было переключено с фаз В (e_2) и С (e_3) по 3 абонента.

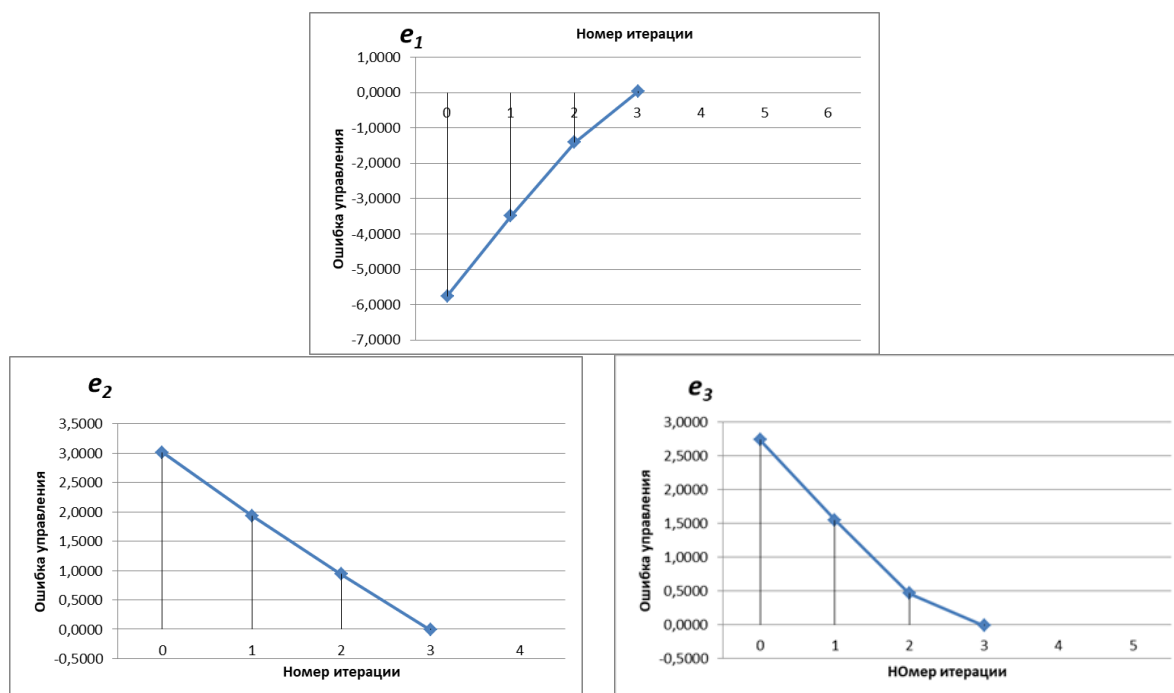


Рис.3. Динамика изменения ошибок управления в результате переключений с между фазами

Результаты моделирования ЦР показывают, что ошибка управления в конце процесса оптимизации e_1 , e_2 и e_3 имеют следующие значения:

$$|e_1| = 0,0260 \text{ кВт}, |e_2| = 0,0115 \text{ кВт} \text{ и } |e_3| = 0,0145 \text{ кВт}.$$

Отсюда видно, что полученные значения ошибок управления не превышают 0,45% от модуля максимальной невязки $|e_1| = 5,75 \text{ кВт}$ на входе сети, что является в пределах допустимых норм.

3 Результаты исследования

По результатам исследований и анализа было сформулировано обобщенный алгоритм функционирования ЦР, который является центральным элементом ИСУ и функционирование которой во многом характеризует работу ИСУ в целом. Моделирование работы ЦР по разработанному алгоритму показывает, что предложенный в разделе 2 алгоритм управления обеспечивает оптимизацию режима работы, рассматриваемой РЭС.

Итак, сформулированный алгоритм функционирования ИСУ позволит произвести симметрированию нагрузок в сети, т.е. минимизировать рабаланс распределения нагрузок между фазами распределительной сети, что приведет к существенному уменьшению потерь электроэнергии. В дальнейшем будет смоделировано процесс симметрирования фаз сети по вышеуказанному алгоритму, а программная реализация данного алгоритма осуществлен на базе аппаратно-программного комплекса STM32F4Discovery [3, 4]. Это

позволит выявить правильность решения проблем разбаланса распределения мощностей в распределительной электрической сети.

На основе полученных результатов в последующем будет разработан на языке C/C++ программы, реализующие предложенный алгоритм функционирования ЦР.

Библиографический список

1. Оморов Т.Т. Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ // Электричество. 2017. № 9. С. 17-23.
2. Оморов Т.Т. Синтез цифрового регулятора для симметрирования распределительной электрической сети // Приборы и системы: Управление, контроль, диагностика. 2019. №11. С. 51-56.
3. Закиряев К.Э. Выбор микроконтроллера для цифрового регулятора// Постулат. 2021. №12.
4. Закиряев К. Э. Аппаратно-программный инструменты разработки программного обеспечения цифрового регулятора //Постулат. 2022. №. 1.
5. Omorov T.T. Digital control of electric power flows in non-symmeter distribution networks as a composition of AMRCS // Energy Systems Research. 2021. №1. С.38-46.