

УДК 621.31

Д.А. Прасол, В.А. Щекин

ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ 110 кВ ЮГО-ЗАПАДНОГО ЭНЕРГОРАЙОНА БЕЛГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова

Рассмотрена электрическая система 110 кВ Юго-Западного энергорайона Белгородской области. Выполнен расчет потоков мощности и уровней напряжения на шинах подстанций в нормальном и аварийном режимах работы с помощью программно-вычислительного комплекса *RastrWin 3*. Выявлены места снижения напряжения ниже уставки автоматики ограничения снижения напряжения. Для предотвращения последствий аварийного режима существуют ограничения по мощности на время плановых отключений, в системе возникает дефицит мощности. Особенности режимов работы и возникновение дефицита мощности являются серьезными проблемами в электрической системе 110 кВ Юго-Западного энергорайона Белгородской области. Предложен вариант решения проблем – строительство новой воздушной линии 110 кВ. Предлагаются два возможных варианта построения воздушной линии.

Ключевые слова: аварийный режим, воздушная линия, дефицит мощности, надежность электроснабжения, нормальный режим, подстанция, устойчивость электрической системы.

1. Введение

Одной из основных причин снижения устойчивости и надежности существующих электрических систем является рост мощностей потребителей, изменение режимов потребления электроэнергии, моральный и физический износ электрооборудования. При этом в электрических системах могут возникать неустойчивые режимы с отключением потребителей, дефицитом мощности, низким уровнем напряжения на шинах подстанций [1–3]. Важной и актуальной задачей является устранение подобных режимов путем реконструкции или модернизации электрических систем, оптимизация режимов потребления электроэнергии. При этом должны широко внедряться мероприятия по повышению устойчивости электрических систем и надежности электроснабжения потребителей. Целью работы является выявление особенностей режимов работы электрической системы 110 кВ Юго-Западного энергорайона Белгородской области. На основании

параметров режимов может быть произведена оценка устойчивости системы, показателей качества электроэнергии, потерь мощности, а также разработаны варианты реконструкции с целью повышения надежности и энергоэффективности [1–6].

II. Характеристика электрической системы 110 кВ

Рассматривается Юго-Западный участок энергосистемы Белгородской области – электрическая система 110 кВ, которая содержит воздушные линии (ВЛ) электропередач и подстанции. Рассматриваемая электрическая система 110 кВ характеризуется большой протяженностью воздушных линий электропередач – 386,51 км, и большим количеством соединяемых подстанций (ПС) 110 кВ – 12. Источниками питания системы являются две узловые подстанции 330 кВ: «Белгород-330» и «Фрунзенская». От технического состояния и пропускной способности ВЛ, от конфигурации сети рассматриваемой электрической системы зависит надежность и качество передачи электроэнергии на подстанции Юго-Западного энергорайона и питание его потребителей. В нормальном режиме электрическая система получает питание по трем ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ «Фрунзенская» и по двум ВЛ 110 кВ от ПС 330 кВ «Белгород-330». Между подстанциями потребителей 110 кВ осуществляется транзит мощности, поддерживается устойчивый уровень напряжения на шинах подстанций и происходит выдача мощности потребителям. Структурная схема электрической системы представлена на рис. 1.

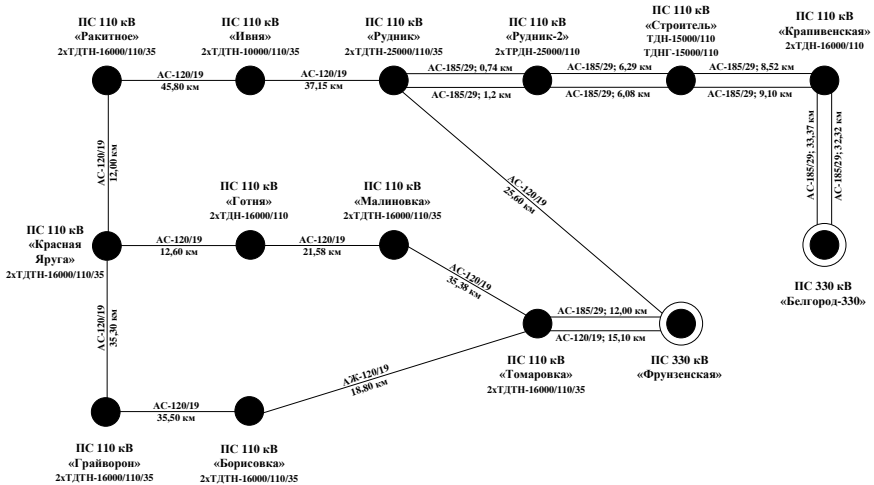


Рис. 1. Структурная схема электрической системы 110 кВ

В табл. 1 представлены исходные данные подстанций, входящих в рассматриваемую электрическую систему. Параметры воздушных линий электрической системы указаны на рис. 1.

Таблица 1.
Исходные данные подстанций

Название подстанции	$U_{ном}$, кВ	Зима		Лето		Трансформатор	$K_{тр}$
		$P_{н}$, МВт	$Q_{н}$, Мвар	$P_{л}$, МВт	$Q_{л}$, Мвар		
«Белгород-330»	110	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
«Фрунзенская»	110	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-
«Крапивенская»	10	6,10	4,10	6,79	4,85	ТДН-16000/110	115/11
«Строитель»	6	6,43	2,23	4,04	2,34	ТДНГ-15000/110	112/6,3
	6	5,04	1,75	5,1	2,27	ТДН-15000/110	115/6,6
«Рудник-2»	6	6,12	6,18	5,51	6,6	ТРДН-25000/110	115/6,6
«Рудник»	6	5,12	6,03	3,65	6,36	ТДТН-25000/110	115/6,6
	35	4,42	1,48	4,08	2,399		115/38,5
«Ивня»	10	3,16	1,00	2,2	1,35	ТДТН-10000/110	115/11
	35	3,12	1,38	2,54	1,33		115/38,5
«Ракитное»	10	2,58	1,05	1,97	0,80	ТДТН-16000/110	115/38,5
	35	3,31	1,30	3,38	2,08		115/38,5
«Красная Яруга»	10	4,31	1,77	4,27	2,57	ТДТН-16000/110	115/11
	35	3,90	1,09	2,87	1,49		115/38,5
«Готня»	10	12,05	5,21	8,10	3,09	ТДН-16000/110	115/11
«Малиновка»	10	10,53	5,21	13	7,34	ТДТН-16000/110	115/11
	35	3,28	1,20	2,44	1,45		115/38,5
«Грайворон»	10	6,39	1,45	4,31	1,55	ТДТН-16000/110	115/11
	35	11,77	4,28	9,10	4,31		115/38,5
«Борисовка»	10	6,66	1,83	4,97	1,96	ТДТН-16000/110	115/11
	35	4,50	1,47	2,58	1,07		115/38,5
«Томаровка»	10	8,27	2,01	6,36	3,19	ТДТН-16000/110	115/11
	35	8,56	3,09	6,7	4,11		115/38,5

Для расчета режимов работы электрической системы составлена схема замещения (рис. 2). На ней каждая ВЛ переменного тока напряжением 110 кВ представлена схемой замещения с сосредоточенными параметрами П-образного вида [7]. Трансформаторы представлены Г-образной схемой замещения, все параметры трансформаторов приведены к высшему напряжению [7]. Определены параметры элементов схемы замещения на основе исходных данных.

На основе данной схемы замещения с определенными параметрами выполнен расчет нормального и аварийного режимов работы электрической системы 110 кВ Юго-Западного энергорайона Белгородской области.

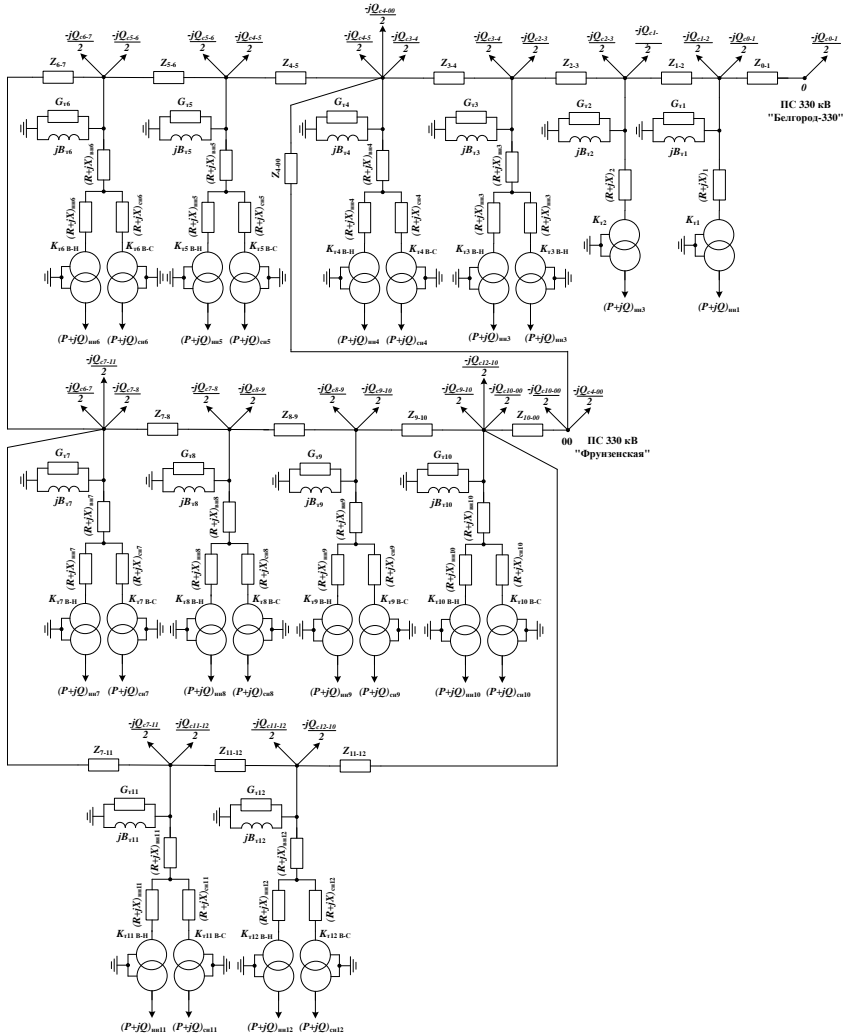


Рис. 2. Схема замещения нормального режима электрической системы

III. Расчет и анализ нормального режима работы

Конфигурация сети электрической системы является сложной, поэтому расчет режимов в таких случаях обычно производится с применением специализированного программного обеспечения [2, 6, 8-10]. Для рассматриваемой электрической системы расчет режимов выполнен в про-

граммно-вычислительном комплексе (ПВК) *RastrWin 3* [2, 6, 10]. В нормальных условиях все элементы сети находятся в рабочем состоянии, и обеспечивается нормальная работа и устойчивость системы. В табл. 2 представлены выборочные результаты расчета нормального режима в ПВК *RastrWin 3* в зимний и летний периоды, а именно приведены значения напряжений на шинах некоторых подстанций системы при исходной нагрузке с отпайками устройств РПН и ПБВ на номинальных уровнях.

Таблица 2.
Уровни напряжений на шинах подстанций в нормальном режиме

Подстанция	Уровень напряжения	Лето		Зима	
		U , кВ	ΔU , кВ	U , кВ	ΔU , кВ
«Ивня»	ВН	112,40	2,60	112,05	2,95
	СН	36,98	1,52	36,89	1,61
	НН	10,50	0,50	10,53	0,47
«Ракитное»	ВН	109,40	5,60	108,87	6,13
	СН	36,21	2,29	36,10	2,40
	НН	10,31	0,69	10,32	0,68
«Красная Яруга»	ВН	108,96	6,04	108,39	6,61
	СН	35,87	2,63	35,81	2,69
«Готня»	НН	10,17	0,83	10,22	0,78
	ВН	108,89	6,11	108,31	6,69
	НН	10,27	0,73	10,16	0,84
«Малиновка»	ВН	109,49	5,51	109,27	5,73
	СН	35,21	3,29	35,53	2,97
	НН	9,84	1,16	10,04	0,96
«Грайворон»	ВН	109,21	5,79	108,46	6,54
	СН	35,61	2,89	35,29	3,21
	НН	10,13	0,87	10,08	0,92
«Борисовка»	ВН	111,32	3,68	110,82	4,18
	СН	36,81	1,69	36,56	1,94
	НН	10,46	0,54	10,43	0,57
«Томаровка»	ВН	113,27	1,73	113,14	1,86
	СН	36,79	1,71	37,00	1,50
	НН	10,42	0,58	10,55	0,45

Результаты расчетов показали, что в нормальном режиме напряжения на шинах подстанций находятся на требуемом уровне, токовая нагрузка линий не превышает предельно допустимую.

IV. Расчет и анализ аварийного режима работы

До 2000-х гг. нагрузки на ПС были незначительными из-за спада производства и общего упадка экономики, что не способствовало возник-

новению аварийных режимов и не приводило к массовым отключениям. Также до 1990-х гг. существовала связь с энергосистемой Украины по ВЛ 110 кВ «Грайворон» – «Казачья Лопань», что обеспечивало питание Юго-Западного узла через ПС «Грайворон». После распада СССР произошло разделение энергосистем России и Украины по сетям 35-110 кВ и переводу линии «Грайворон» – «Казачья Лопань» на охранное напряжение 10 кВ (СН II), что привело к потере дополнительного узла питания и резерва мощности.

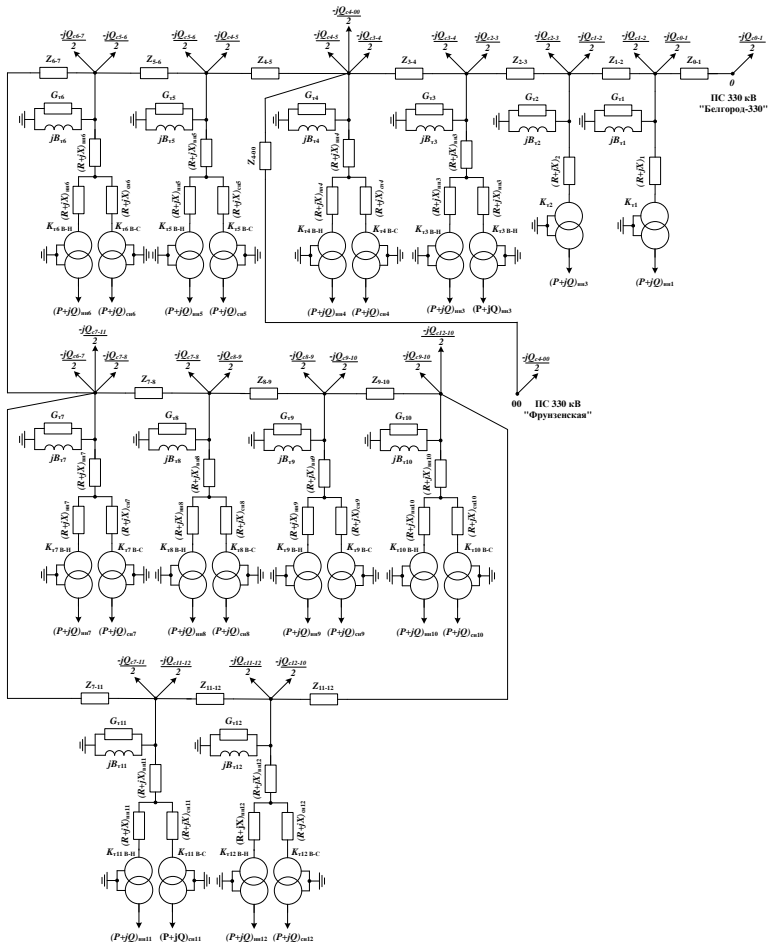


Рис. 3. Схема замещения аварийного режима электрической системы

В 2000-х гг. с началом развития экономики произошел рост нагрузок на ПС Юго-Западного участка и возник дефицит мощности. Для решения этой проблемы была проложена линия от вновь построенной ПС 330 кВ «Фрунзенская» на ПС 110 кВ «Томаровка», а также переведено питание старой линии с ПС 330 кВ «Белгород-330» на ПС «Фрунзенская». Данное мероприятие на время решило проблему дефицита мощности и недопустимого падения напряжения в узлах.

Дальнейшее развитие экономики региона и строительство больших агрокомплексов привело к резкому увеличению нагрузки. Снова возникла проблема лавинного падения напряжения и отключения всего Юго-Западного участка сети 110 кВ при плановом обслуживании одной из линий 110 кВ «Фрунзенская» – «Томаровка» и аварийному отключению второй линии. Для предотвращения отключения всего участка на подстанциях «Красная Яруга», «Готня», «Малиновка», «Томаровка», «Грайворон», «Борисовка» была установлена автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) с уставкой 86 кВ, которая предотвращает «лавины напряжения» и обеспечивает устойчивость системы 110 кВ путем отключения вводных выключателей на стороне 35 кВ (СН I) и 10 кВ (СН II) подстанций.

На рис. 3 представлена схема замещения аварийного режима, при котором выведена в ремонт одна из линий 110 кВ «Фрунзенская» – «Томаровка» одновременно с аварийным отключением второй линии. В табл. 3 представлены значения напряжений на шинах подстанций при исходной нагрузке с отпайками РПН и ПБВ в крайних верхних положениях на подстанциях: «Ивня», «Ракитное», «Готня», «Малиновка», «Красная Яруга», «Грайворон», «Борисовка», «Томаровка».

Таблица 3.

Уровни напряжений на шинах подстанций в аварийном режиме

Подстанция	Уровень напряжения	Лето		Зима	
		U, кВ	ΔU , кВ	U, кВ	ΔU , кВ
«Крапивенская»	ВН	111,44	3,56	110,81	4,19
	НН	10,46	0,54	10,43	0,57
«Строитель»	ВН	110,61	4,39	109,89	5,11
	НН 1Т	6,07	0,53	6,02	0,28
	НН 2Т	6,17	0,43	6,15	0,45
«Рудник-2»	ВН	109,71	5,29	108,87	6,13
	НН	6,07	0,53	6,03	0,57
«Рудник»	ВН	109,57	5,43	108,72	6,28
	СН	35,90	2,60	35,74	2,76
	НН	6,04	0,56	6,02	0,58

Продолжение табл. 3.

Подстанция	Уровень напряжения	Лето		Зима	
		U, кВ	ΔU , кВ	U, кВ	ΔU , кВ
«Ивня»	ВН	100,93	14,07	97,67	17,33
	СН	34,81	3,69	33,66	4,84
	НН	11,21	0,21	10,85	0,15
«Ракитное»	ВН	76,57	38,43	68,82	46,18
	СН	26,19	12,31	23,44	15,06
	НН	8,45	2,55	7,55	3,45
«Красная Яруга»	ВН	70,72	44,28	61,89	53,11
	СН	23,80	14,70	20,77	17,73
	НН	7,59	3,41	6,64	4,36
«Готня»	ВН	67,53	47,47	58,11	56,89
	НН	7,43	3,57	6,09	4,91
«Малиновка»	ВН	63,40	51,60	53,90	61,10
	СН	19,48	19,02	16,74	21,76
	НН	5,84	5,16	5,06	5,94
«Грайворон»	ВН	64,34	50,66	54,06	60,94
	СН	20,92	17,58	16,92	21,58
	НН	6,71	4,29	5,41	5,59
«Борисовка»	ВН	61,72	53,28	51,16	63,84
	СН	20,83	17,67	16,80	21,70
	НН	6,64	4,36	5,32	5,68
«Томаровка»	ВН	61,03	53,97	50,69	64,31
	СН	19,31	19,19	15,84	22,66
	НН	6,08	4,92	5,00	6,00

При этом регулирование напряжения при помощи устройств ПБВ может осуществляться на подстанциях «Грайворон», «Томаровка», «Рудник», «Ивня», «Ракитное», «Малиновка», «Борисовка» в обмотках 35/10 кВ трехобмоточных трансформаторов для поддержания уровня напряжения на шинах 35 (СН I) и 10 кВ (СН II).

По результатам расчета аварийного режима выявлена основная проблема Юго-Западного энергорайона – это невозможность поддержания необходимого уровня напряжения на шинах 35 кВ (СН I) и 10 кВ (СН II) с помощью устройств РПН и ПБВ. Токовая нагрузка на линиях «Рудник» – «Ивня», «Ивня» – «Ракитное», «Ракитное» – «Красная Яруга» почти в 2 раза превышает предельно-допустимую токовую нагрузку для провода АС-120/19, которая составляет $I_{\text{доп}} = 390$ А (табл. 4) [7, 11].

Таблица 4.
Потоки мощности в аварийном режиме

Название ветви	Летний период			Зимний период			$I_{доп}$, А
	$P_{нач}$, МВт	$Q_{нач}$, МВар	I_{max} , А	$P_{нач}$, МВт	$Q_{нач}$, МВар	I_{max} , А	
Белгород 330 – Крапивенская	-40,40	-41,27	282,59	-46,77	-39,75	300,29	510
Крапивенская – Строитель	-19,22	-15,51	127,97	-22,47	-14,51	138,66	510
Строитель – Рудник-2	-28,83	-28,78	212,63	-33,86	-27,78	228,84	510
Рудник-2 – Рудник	-36,31	-34,84	264,84	-42,86	-33,61	286,99	510
Рудник – Ивня	-104,21	-80,79	694,82	-123,60	-76,47	766,82	390
Ивня – Ракитное	-83,77	-79,32	659,94	-96,11	-77,25	718,12	390
Ракитное – Красная Яруга	-61,71	-52,02	608,61	-69,22	-48,28	661,42	390
Красная Яруга – Готня	-29,78	-24,76	316,18	-32,80	-23,03	342,51	390
Готня – Малиновка	-21,10	-19,74	247,01	-20,48	-15,04	228,43	390
Малиновка – Томаровка	-7,67	-6,02	88,80	-9,82	-6,09	110,03	390
Красная Яруга – Грайворон	-21,54	-17,81	228,14	-24,55	-16,87	254,56	390
Грайворон – Борисовка	-8,98	-7,95	107,63	-9,46	-6,54	109,31	390

В. Заключение

Если при выводе в ремонт одной из линий 110 кВ «Фрунзенская» – «Томаровка» происходит аварийное отключение второй линии, то на шинах ПС 110 кВ «Томаровка», «Малиновка», «Борисовка», «Грайворон», «Готня», «Красная Яруга» происходит снижение напряжения ниже уставки автоматики ограничения снижения напряжения, установленной на уровне 86 кВ. Это вызывает срабатывание АОСН и отключение вводных выключателей на стороне СН I и СН II. Потеря питания на напряжениях 35 кВ (СН I) и 10 кВ (СН II) приводит к массовым отключениям потребителей в Грайворонском, Борисовском, Яковлевском и Краснояружском районах. При этом аварийные отключения происходят ежегодно, их количество составляет до пяти раз в год.

Данные отключения наносят значительный экономический ущерб предприятиям промышленности, агропромышленного комплекса, компаниям по распределению и сбыту электроэнергии. Перебои в электроснабжении сказываются и на социально-значимых объектах. Для предотвращения полных отключений ПС и потребителей введены ограничения по

мощности на время плановых отключений одной из линий «Фрунзенская» – «Томаровка». Дефицит мощности при таком режиме работы в летний и зимний периоды составляет 39,9 МВт и 45,2 МВт соответственно. Решением проблемы аварийного отключения одной линии при выводе в ремонт другой и покрытие дефицита мощности может стать строительство новой линии. В качестве возможных вариантов по строительству новой ВЛ для обеспечения устойчивости напряжения в узлах энергорайона можно рассмотреть два маршрута от ПС 330 кВ «Фрунзенская» до ПС «Грайворон» или до ПС «Красная Яруга». Распределительные устройства 110 кВ обеих ПС выполнены по схеме «две рабочие системы сборных шин», данная схема обладает гибкостью по изменению количества и состава присоединений, что позволяет осуществлять новое присоединение без сложной и дорогостоящей реконструкции ПС [11]. Определение оптимального варианта строительства новой ВЛ для повышения устойчивости электрической системы 110 кВ Юго-Западного энергорайона Белгородской области требует дальнейших исследований и технико-экономических расчетов.

© Прасол Д.А., 2019

© Щекин В.А., 2019

Библиографический список

- [1] Солнцев Е.Б., Мамонов А.М., Фитасов А.Н. Расчетно-аналитическая модель для исследования влияния распределенной генерации на качество электрической энергии – колебания напряжения // Интеллектуальная электротехника. 2018. № 3. С. 74-86.
- [2] Авербух М.А., Абдулвахаб М.В., Жилин Е.В., Сизганова Е.Ю. Особенности режимов распределительных электроэнергетических сетей Ирака // Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Техника и технологии. 2019. Т. 12. № 5. С. 607-616.
- [3] Солнцев Е.Б., Мамонов А.М., Фитасов А.Н., Петрицкий С.А., Севостьянов А.А. Анализ качества электроэнергии (колебаний напряжения) при распределенной генерации // Энергобезопасность и энергосбережение. 2019. № 3. С. 37-40.
- [4] Вагин Г.Я., Куликов А.Л. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Анализ состояния методов нормирования и контроля // Электрические станции. 2019. № 6 (1055). С. 54-59.
- [5] Авербух М.А., Жилин Е.В. О потерях электроэнергии в системах электроснабжения индивидуального жилищного строительства // Энергетик. 2016. № 6. С. 54-57.
- [6] Прасол Д.А., Нестеров М.Н. Оценка потерь активной мощности в системе электроснабжения агропромышленного холдинга // Мат. Всерос. науч.-практ. конф. «Актуальные вопросы энергетики», Ноябрь 28, 2018, Белгород, Россия. Майский: ФГБОУ ВО Белгородский ГАУ, 2019. С. 136-141.
- [7] Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М.: Альянс, 2009. – 592 с.

- [8] Лоскутов А.Б., Соснина Е.Н., Лоскутов А.А., Бедретдинов Р.Ш. Исследование режимов работы узла нагрузки 20 кВ интеллектуальной равномерно-распределенной электрической сети // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2012. № 1 (94). С. 185-191.
- [9] Лоскутов А.Б., Фитасов А.Н., Петрицкий С.А. Оценка энергетической эффективности применения напряжения 0,95 кВ в системе электроснабжения с распределенной нагрузкой // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2019. № 3 (126). С. 73-79.
- [10] Бессонов В.О., Юдин М.А. Программный комплекс RastrWin как инструмент расчета режимов работы автономных энергетических систем // Вестник Югорского государственного университета. 2015. № S2 (37). С. 207-210.
- [11] Рожкова Л.Д., Корнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Академия, 2007. – 448 с.

D.A. Prasol, V.A. Shchekin

ELECTRICAL SYSTEM 110 KV OPERATING MODES FEATURES OF SOUTH-WEST ENERGY DISTRICT OF BELGOROD REGION

Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov
Belgorod, Russia

Abstract. The paper considers the 110 kV electric system of the South-West energy district of the Belgorod region. The calculation of power flows and voltage levels on the substation buses in normal and emergency operation modes completed using the RastrWin3. The places of voltage reduction below the set point of automatic voltage reduction limitation are revealed. To prevent the consequences of the emergency mode, there are power limits for the time of planned outages, there is a shortage of power in the system. Features of operating modes and the emergence of power shortages are serious problems in the 110 kV electric system of the South-West energy district of the Belgorod region. A solution to problems is proposed - the construction of a new 110 kV overhead line. There are two possible options for building an overhead line.

Keywords: electrical system, emergency mode, normal mode, overhead line, power shortage, power supply reliability, stability of the electrical system, substation.

References

- [1] E.B. Solntsev, A.M. Mamonov and A.N. Fitsov, “Analytical model for investigation of effect of distributed generation on quality of electric energy - voltage fluctuation”, *Smart Electrical Engineering*, no. 3, pp. 74-86, 2018.
- [2] M.A. Averbukh, M.V. Abdulwahhab, E.V. Zhilin and E.Yu. Sizganova, “The special features of the iraqi distribution electric power networks,”, *Journal of Siberian Federal University. Engineering & Technology*, no. 12 (5), pp. 607-616, 2019.

-
- [3] E. Solntsev, A. Mamonov, A. Fitasov, S. Petritsky and A. Sevostianov, “The analysis of power quality, including voltage fluctuations, in distributed generation”, *Energy Safety and Energy Economy*, no. 3, pp. 37-40, 2019.
- [4] G.Ya. Vagin and A.L. Kulikov, “Electricity quality in power supply systems. Analysis of rationing and control methods”, *Electric stations*, no. 6 (1055), pp. 54-59, 2019.
- [5] M.A. Averbukh and E.V. Zhilin, “O poteryakh elektroenergii v sistemakh elektro-snabzheniya individual'nogo zhilishchnogo stroitel'stva [About electricity losses in power supply systems of individual housing construction]”, *Energetik*, no. 6, pp. 54-57, 2016 (in Russian).
- [6] D.A. Prasol and M.N. Nesterov, “Estimation of active power losses in the power supply system of the agro-industrial holding”, in proc. All-Russ. scient. and pract. conf. " *Aktual'nye Voprosy Energetiki [Actual Issues of Energy]*", Nov. 28, 2019, Belgorod, Russia, pp. 136–141 (in Russian).
- [7] V.I. Idel'chik, *Elektricheskie sistemy i seti [Electrical systems and networks]*. Moscow: Al'yans, 2009 (in Russian).
- [8] A.B. Loskutov, E.N. Sosnina, A.A. Loskutov and R.Sh. Bedretidinov, “Operating modes research of knot of loading 20 kV in the uniformly-distributed smart grids”, *Transactions of NNSTU n.a. R.E. Alekseev*, no. 1 (94), pp. 185-191, 2012.
- [9] A.B. Loskutov, A.N. Fitasov and S.A. Petritskiy, “The energy efficiency assessment of the application of 0.95 kV voltage in the power supply system with distributed load”, *Transactions of NNSTU n.a. R.E. Alekseev*, no. 3 (126), pp. 73-79, 2019.
- [10] V.O. Bessonov and M.A. Yudin, “RASTRWIN software package as a tool for the calculation of modes of autonomous energy systems”, *Yugra State University Bulletin*, vol. S2, no. 37, pp. 207-210, 2015.
- [11] L.D. Rozhkova, L.K. Korneeva and T.V. Chirkova, *Elektrooborudovanie stancij i podstancij [Electrical equipment of stations and substations]*. Moscow: Akademiya, 2007 (in Russian).