ДП «Укрметртестстандарт»

Науково-технічний семінар-нарада

«Проблеми підвищення рівня метрологічного забезпечення вимірювань параметрів вібрації»

Київ, 21 червня 2012

КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБИН ТЭС

НТЦ «Диагностика», г. Сумы
Стеценко Анатолий Анатольевич
сайт: *www.diagnostika.ho.ua*
e-mail: diagnostika@chereda.net
т. 050 130-69-74

ВВЕДЕНИЕ

На показатели надежности и безопасности технологического оборудования существенно влияет уровень его вибрации, режим эксплуатации и качество технического обслуживания и ремонта (ТОиР) [1…6]. При контроле качества функционирования оборудования предприятиями, как правило, обеспечивается только контроль его параметров, а не определение технического состояния. Для предотвращения отказов оборудования необходимо оперативно оценивать его техническое состояние и выявлять причины нарушения нормального функционирования, принимать решения по оптимальным режимам эксплуатации, регламентному ТОиР. Для этого необходимо внедрять современные технические средства мониторинга и диагностики и передовые экспертные системы. Для решения задач по повышению надежности и безопасности оборудования необходимо объединить усилие разных специалистов. Необходимо комплексно решать задачи: по трибологии (трению, изнашиванию и смазыванию); по оценке и анализу основных показателей надежности и безопасности; по механическим разрушениям (динамике, прочности, стойкости); по технической диагностике (виброакустичной, параметрической и анализу смазочных материалов). Каждая из указанных теорий является источником трибофатики, ее своеобразным фундаментом. Она позволяет эффективно решать комплексные задачи надежности наиболее ответственных силовых машин по важнейшим критериям работоспособности.

Своевременное выявление дефектных узлов и деталей оборудования обеспечивается при применении методов и средств виброакустической и параметрической диагностики, не прибегая к его разборке. По изменениям вибрационных характеристик и основных показателей назначения оборудования хорошо оценивают качество изготовления и ремонта его составных частей, износ и деформацию деталей, изменение их взаимного расположения, а также неблагоприятный режим работы. Но по ним нельзя оценить запас прочности деталей и концентрацию вредных веществ в воздухе, электробезопасность и другие опасности [7…9].

При эксплуатации паровых турбоагрегатов и др. оборудования энергоблока ТЭС необходимо как можно полнее и достовернее определять уровень риска возникновения аварий и аварийных ситуаций, а также своевременно проводить ТОиР его составных частей и совершенствовать регламентный метод планово-предупредительных обслуживания и ремонтов с их характеристикой (содержанием, периодичностью, нормами материальных затрат) и картами межремонтных мероприятий. Нужно анализировать основные причины и факторы риска, определять их вероятность возникновения и развития [3,5,6].

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

На ТЭС контроль работы паровых турбогенераторов осуществляется:

а) штатной стационарной системой управления, непрерывного контроля и противоаварийной защиты агрегата, которые контролируют:

– показатели режима работы паровой турбины и генератора, предусмотренные технологическим регламентом энергоблока;

– общие среднеквадратические значение виброскорости подшипников агрегата (три или две составляющие вибрации подшипника);

– осевой сдвиг и относительное расширение роторов турбины;

– прогиб (искривление, бой) вала роторов турбины;

– тепловое расширение цилиндров турбины;

– общий относительный размах виброперемещения шеек ротора турбины (осуществляется только для некоторых агрегатов);

б) службой диагностики предприятия, которое с помощью переносных технических средств (виброметры, балансировочные приборы и анализаторы) проводят:

– контроль общих среднеквадратических значений виброскорости или размаха виброперемещения подшипников агрегата и других его частей (опор и корпуса генератора, фундамента, трубопровода и др.);

– анализ изменений составляющих спектра виброскорости или виброперемещения (гармоник оборотной частоты, ее субгармоник и экстремумов, связанных с автоколебаниями ротора в ОП, и других составляющих спектра, которые определяют общий уровень параметра вибрации);

– анализ изменения фазы гармоник оборотной частоты;

– определение значений критических частот валопровода;

– балансировку роторов агрегата в собственных подшипниках [10].

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ ПАРОВЫХ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Вибрация (виброскорость и виброперемещение) турбогенератора:

– "без ограничения" – до 4,5 мм/с (99 дБ), 30 мкм;
– "не более 7 дней" – более 7,1 мм/с (103 дБ), 65 мкм;
– "недопустимо" – более 11,2 мм/с (107 дБ), 100 мкм.

Пиковое значение виброускорения подшипников промышленных машин в соответствии [1]:
- "опасное" – 80 м/с2 (105 дБ);
- "очень опасное" – 160 м/с2 (113 дБ).

При установившемся режиме работы агрегата и удовлетворительном его состоянии пик-фактор имеет значение около 4, предельно допустимые значения в диапазоне 12…20

По ДСТУ 3161 – граничное среднеквадратическое значение виброускорения опорных подшипников скольжения турбокомпрессоров для зоны "приемлемо" – 28 м/с2 (99 дБ), которое необходимо уточнять для обеспечения требуемых показателе надежности для конкретного объекта.

Совершенствование системы мониторинга и оценки состояния турбогенераторов

На ТЭС обеспечивается только контроль параметров оборудования, а не определяется его техническое состояние. Для своевременного обнаружения отклонений работы оборудования от нормального его функционирования целесообразно:

1) проводить полную вибродиагностику гибких роторов:

– значение вибрации указывает на серьезность проблем;

– частота вибрации помогает классифицировать причину (источник вибрации);

– фаза определяет направление вибрации;

– форма (орбита вала или фигура Лиссажу подшипника) показывает траекторию движения вала, по форме которой можно судить о боковой нагрузке, о потере устойчивости ротора и др.;

– позиция показывает положение шейки ротора относительно подшипников (зазор между шейкой вала и вкладышами подшипника), по ней можно судить о степени износа подшипника, о касании ротора и др. нарушениях валопровода;

2) осуществлять периодический контроль изменений интенсивности основных ВАИ виброскорости и виброускорения оборудования, а также характеристик вибрационного сигнала [11…13] и по ним выявлять причины отклонения от нормального функционирования;

Совершенствование системы мониторинга и оценки состояния турбогенераторов

3) обеспечить стационарной (штатной) системой вибрационного мониторинга оборудования непрерывный контроль вибрации лобовой части обмотки и клиньев стержней в пазах статора генератора [14];

4) применять радиолокационные системы для контроля вибрации составных частей, которые имеют высокую температуру контролируемой поверхности [15], а также анализировать неравномерность температуры с помощью тепловизоров и по ней оценивать коробление элементов цилиндров турбины;

5) анализировать тренды виброускорения и виброскорости на переходных режимах работы (пуск, разгон, нестационарные процессы) для выявления неисправностей опорной системы агрегата, дефектов соединительных муфт, касаний ротора и моментов появления кратковременных существенных динамических нагрузок на составные части оборудования.

Конструкция паровой турбины К200-130

Паровая турбина одновальная, трехцилиндровая, конденсатная, с двумя выхлопами и с промежуточным перегревом пара. Она предназначена для привода генератора ТГВ-200. Турбина состоит из трех цилиндров: ЦВД (высокого давления), ЦСД (среднего давления) и ЦНД (низкого давления). Турбогенератор имеет семь опорных подшипников скольжения (ОП), один опорно-упорный подшипник (ОУП) и три соединительные муфты.

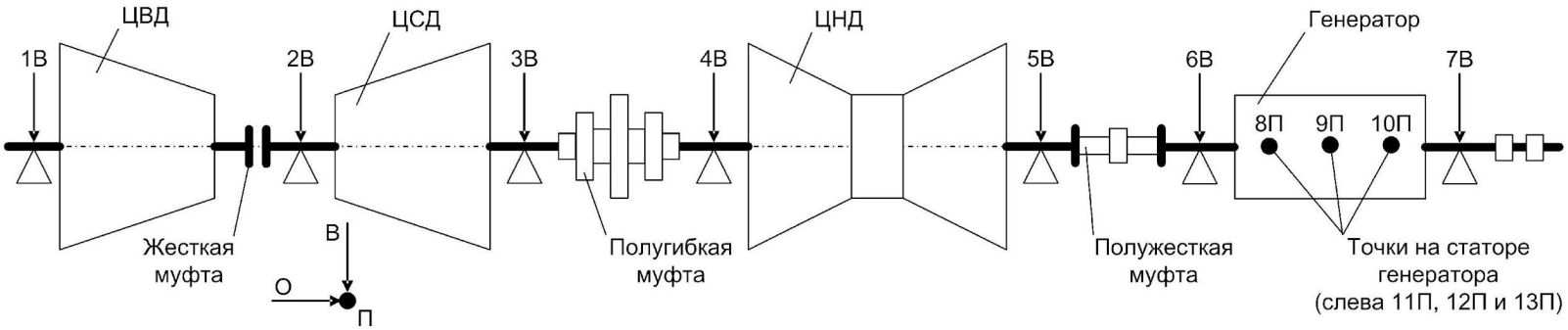


Рисунок 1 – Схема точек измерения вибрации турбоагрегата К200-130, по направлениям: *В* – вертикальном; *О* – осевом; *П* – поперечном

Турбина снабжена приспособлениями для измерения: осевого сдвига роторов, относительного смещения роторов всех цилиндров и искривления роторов. Искривление (бой) вала по указателю искривления вала – не более 0,07 мм. Биение ротора по механическому индикатору, установленного на приливах ОУП–не более0,05 мм.

Критические частоты и вес составных частей турбоагрегата:

а) ротор ЦВД – 1750 об/мин (29,17 Гц), 7 т;

б) ротор ЦСД – 1780 об/мин (29,67 Гц), 16 т;

в) ротор ЦНД – 1610 об/мин (26,83 Гц), 36 т;

г) ротор генератора–1320 об/мин (22,00Гц), 1970об/мин (32,83 Гц), 2490 об/мин (41,50 Гц), 48 т.

Результаты обследований турбогенераторов

Перед ремонтом турбогенератора ТГ-2 (условное обозначение), который имел проблему с надежностью ОП-1 ЦВД и генератором, решено провести расширенное обследование его составных частей на разных режимах работы агрегата и оценить их состояние по изменениям интенсивности их основных ВАИ, трендам, амплитудно-фазово-частотных характеристик (АФЧХ) и характеристикам вибрационного сигнала виброускорения [16…18]. Для сравнительного анализа изменений интенсивности ВАИ дополнительно был проведен на плановом режиме работы энергоблока ТЭС обследование турбогенератора ТГ-1, показатели надежности которого удовлетворяли технический персонал ТЭС. Оценку состояния ТГ-1 и ТГ-2 по изменениям интенсивности ВАИ их составных частей, а также сравнительный анализ результатов нескольких обследований удобнее проводить в относительных единицах (дБ). Ширина одной зоны состояния в нормативных документах составляет 4…8 дБ (изменение значений параметра вибрации в 1,6…2,5 раз). При выявлении существенных изменений интенсивности ВАИ быстрее выполнять процедуру вычитания уровней, чем деление значений, особенно при большом их числе.

Расширенные обследования турбогенераторов ТГ-1 и ТГ-2 проведены 23…26 сентября 2010 г.: обследования 1.1…1.3 и 2.1…2.7, а также специальное обследование агрегата ТГ-2 при его выбеге и разгоне – проводили специалисты ООО "НТЦ "Диагностика". Другие обследования ТГ-2 проводил обученный специалист ТЭС и по электронной почте направлял в ООО "НТЦ "Диагностика" для обработки спектры виброускорения и виброскорости. При обследовании использовались технические средства ООО "ИТЦ "Вибродиагностика" (Северодонецк, Украина) – двухканальный анализатор вибрации АС 6400 и двухканальный – ВД 1852, и сопутствующее программное обеспечение [17,18].

Обследования ТГ-2, которые дополнительно внесены в базу программы "Спектр": 3.1 – 27.11.2010 г. (после ремонта; установили новый ОП-1, устраняли конусность его постелей, улучшили качество прилегания вкладышей и обеспечили требуемый натяг; проверили состояние опор ЦВД и ЦСД, а также жесткой муфты), 4.1 – 27.12.2010 г., 5.1 – 10.02.2011 г., 6.1…6.3 – 30.03.2011 г., 7.1 – 19.12. 2011 г. (после обследования конструкции фундамента агрегата специализированной организацией и проведения второго ремонта); 8.1 – 11.01.2012 г. (после ревизии ОП-1 и проведения балансировки ротора ЦВД в собственных подшипниках).

Результаты обследований турбогенераторов

Основные результаты обследований ТГ представлены:

1) в таблицах 1…3, для оценки турбогенератора по 1-му уровню контроля (по общим уровням, жирным шрифтом отмечены значения, которые превышают граничное значение для уровня "предупреждение" и граничное значение для зон С/Д ("допустимо/недопустимо" – "опасно"), жирным курсивным шрифтом – значения, которые превышают граничное значение для зон состояния В/С ("приемлемо" – "без ограничения/допустимо"). Уровень предупреждения (ограничение времени эксплуатации, не более 7 дней) – 7,1 мм/с (107 дБ);

2) в таблице 4, для выявления существенных изменений характеристик вибросигнала виброускорения ЦВД турбогенератора ТГ-2 относительно ТГ-1 (жирным шрифтом выделены значения, которые отличаются более чем 2 раза – 6 дБ);

3) на рисунке 1 – схема точек контроля параметров вибрации турбогенератора;

4) на рисунке 2 – сравнительная характеристика ВАИ переднего ОП ЦВД, по которой хорошо видно изменение уровней основных ВАИ виброскорости и виброускорения (два деления ординаты – изменение 4 дБ). На диаграмме - рисунке цветом обозначены уровни ВАИ (дБ): общее значение – белый цвет; суммарный уровень оборотных частот – розовый; уровень первой гармоники оборотной частоты – красный; уровень второй гармоники оборотной частоты – желтый; уровень третьей гармоники оборотной частоты – зеленый (для спектра виброускорения – суммарный уровень спектра основных зубцовых гармоник – зеленый; суммарный уровень боковых зубцовых гармоник – салатный); суммарный уровень полуторных гармоник оборотной частоты – сиреневый; суммарный уровень субгармоник оборотной частоты – коричневый; суммарный уровень основных лопаточный частот – синий; суммарный уровень боковых лопаточных частот – голубой; суммарный уровень локального экстремума – бирюзовый и уровень сплошного спектра – черный).

Результаты обследований турбогенераторов

Основные результаты обследований ТГ представлены:

5) на рисунке 3 – контурная характеристика турбогенераторов ТГ-1 и ТГ-2, для сравнения интенсивности их ВАИ виброскорости и виброускорения перед 1-м ремонтом ТГ-2;

6) на рисунке 4 – контурная характеристика турбогенератора ТГ-2, после проведения 2-го ремонта и дополнительной балансировки ротора ЦВД (обследование 8.1);

7) на рисунке 5 – тренды виброскорости и виброускорения ТГ-2 при выбеге и разгоне ротора (точка контроля – 1В и 1П);

8) на рисунке 6 – изменение фигур Лиссажу переднего подшипника ЦВД при выбеге ротора, для выявления момента потери устойчивости ротора и оценки процесса (два частотных диапазона: 10…50 и 10…100 Гц), а также спектр виброускорения (пиковые и среднеквадратические значения в точке 1В) в момент кратковременной потери устойчивости ротора ЦВД при его выбеге;

9) на рисунке 7 – АФЧХ виброускорения ТГ-2 при выбеге ротора (точки контроля – 1В и 1П). По АФЧХ виброскорости при выбеге ротора (не представлена) можно отметить, точка 1В: частота –30,146 Гц, значение – 4,8 мм/с, фаза 176,7° ; точка 1П: частота – 37,4 Гц, значение – 2 мм/с, фаза – 116,2°. По АФЧХ виброскорости при разгоне ротора можно отметить, точка 1В: частота – 30,48 Гц, значение – 5,5 мм/с, фаза – 184,3°; точка 1П: частота – 29,27 Гц, значение – 1,8 мм/с, фаза – 80,4°.

Таблица 1 – Основные показатели режима работы турбогенераторов

Показатель режима работы	Номер обследование агрегата			
	ТГ-1	ТГ-2		
	1.1	1.1	1.2	8.1
Активная нагрузка генератора (Na), МВт	170	191	190	194
Ток ротора, КА	1,3	1,5	1,5	1,6
Напряжение ротора, КВ	0,28	0,32	0,3	0,3
Температура свежего пара, °С	540	530	530	505
Давление свежего пара, кгс/с^2	130	130	130	–
Расход свежего пара, т/час	290	325	325	–
Давление в регул. ступени (Р р.с), кгс/с^2	80	87	86	88
Вакуум, мм	712	700	706	731
Относительное расширение роторов, мм:				
– ЦВД	1,2	1,2	1,4	0,6
– ЦСД	-1,4	-1,2	-1,1	-1
– ЦНД	0,2	0,3	0,4	-0,3
Осевой сдвиг	-0,6	-1,1	-1	-1,1
Абсолютное расширение корпуса, мм:				
– ЦВД	29	27	-	26
– ЦСД	14	15	15	13
Температура баббита вкладышей ОП,°С:				
– ОП-1	65	64	62	60
– ОП-2	49	59	62	69
– ОП-3	52	69	66	53
– ОП-4	56	61	59	63
– ОП-5	62	64	62	68
– ОП-6	54	68	65	69
– ОП-7	56	68	68	65

Таблица 2 – Среднеквадратические значения вибрации подшипников ЦВД агрегата ТГ-2

Обследование			Виброскорость, мм/с						Виброускорение, м/с²					
№	*N*, МВт	Р р.с, кгс/с	Точки измерения вибрации (рисунок 1)											
			1В	1П	1О	2В	2П	2О	1В	1П	1О	2В	2П	2О
1.3	х.х.	70	2,8	1,3	3,3	1,4	1,8	1,8	4	3	6	2	2	2
2.1	81	106	2,5	3	*4,6*	2,9	1,9	2,4	6	6	11	3	3	5
2.2	103	117	2,2	3,1	4	2,3	2,1	2,3	8	8	11	6	4	6
2.3	125	122	2,3	3,6	4,3	2,3	3,4	2	5	5	11	4	5	5
2.4	145	117	2,1	2,8	4,4	2,5	2,1	2,1	4	5	8	4	4	5
2.5	161	122	2,2	2,7	*5,5*	2,5	2,1	2,3	3	5	6	5	5	6
2.6	181	129	2,1	2,3	*5,6*	2,7	2,1	2,3	5	7	8	4	4	6
2.7	184	132	2,1	2,2	*5,7*	2,6	2,3	2,2	5	4	8	4	4	5

Условные обозначения: *N* – активная нагрузка генератора,
Р р.с – давление в регулирующей ступени

Таблица 3 – Общие уровни параметров вибрации турбогенераторов

Точки измерения	Виброскорость, дБ (относительно уровня $5 \cdot 10^{-8}$ мм/с)								Виброускорение, дБ (относительно уровня $3 \cdot 10^{-4}$ м/с^2)						
	Обследование турбогенератора														
	ТГ-2							ТГ-1	ТГ-2						ТГ-1
	1.1	1.2	3.1	4.1	5.1	7.1	8.1	1.1	1.1	3.1	4.1	5.1	7.1	8.1	1.1
1В	90	90	90	89	89	***100***	92	91	88	89	89	86	93	87	88
1П	93	95	95	95	96	***100***	95	95	87	90	91	86	91	87	96
1О	96	97	98	97	98	98	90	85	93	90	92	86	91	91	97
2В	91	92	90	92	93	92	91	93	85	88	89	88	92	91	90
2П	91	94	97	93	94	95	94	95	90	90	91	***99***	88	89	97
2О	92	92	93	93	92	91	91	86	88	91	90	94	90	91	96
3В	91	95	***101***	97	96	95	***100***	98	79	87	82	83	81	86	81
3П	89	92	97	92	91	95	95	93	84	87	87	83	83	86	80
3О	98	***101***	***102***	99	99	91	96	99	92	89	88	89	88	84	87
4В	98	97	97	98	95	98	99	97	82	83	87	81	81	81	80
4П	97	97	95	94	94	91	93	91	84	91	88	93	86	86	83
4О	97	99	***100***	98	98	91	95	97	86	85	84	83	80	81	83
5В	92	95	97	90	93	89	90	94	78	83	83	83	76	77	81
5П	92	90	87	89	91	93	95	96	84	81	82	79	79	80	82
5О	98	86	99	***100***	98	94	95	93	86	82	87	83	79	80	82
6В	96	95	***102***	97	98	98	***99***	96	78	82	82	81	80	82	82
6П	***101***	***101***	**103**	**104**	***103***	98	95	96	84	87	88	87	80	80	81
6О	92	85	98	95	93	92	94	98	76	81	79	79	78	76	82
7В	97	94	96	99	98	97	98	97	81	84	85	86	87	84	87
7П	***100***	***101***	104	***103***	***103***	94	98	98	83	90	88	88	89	82	86
7О	95	95	98	*94*	96	92	96	93	81	88	86	86	86	84	86
8П	**105**	***103***				93		91	97				88		98
9П	**113**	**112**				***102***		**104**	***100***				91		98
10П	99	98				90		92	***101***				95		***100***
11П	96	94				85		96	96				88		91
12П	**110**	**110**				97		**112**	97				90		***101***
13П	***100***	***101***				93		91	***100***				88		***102***

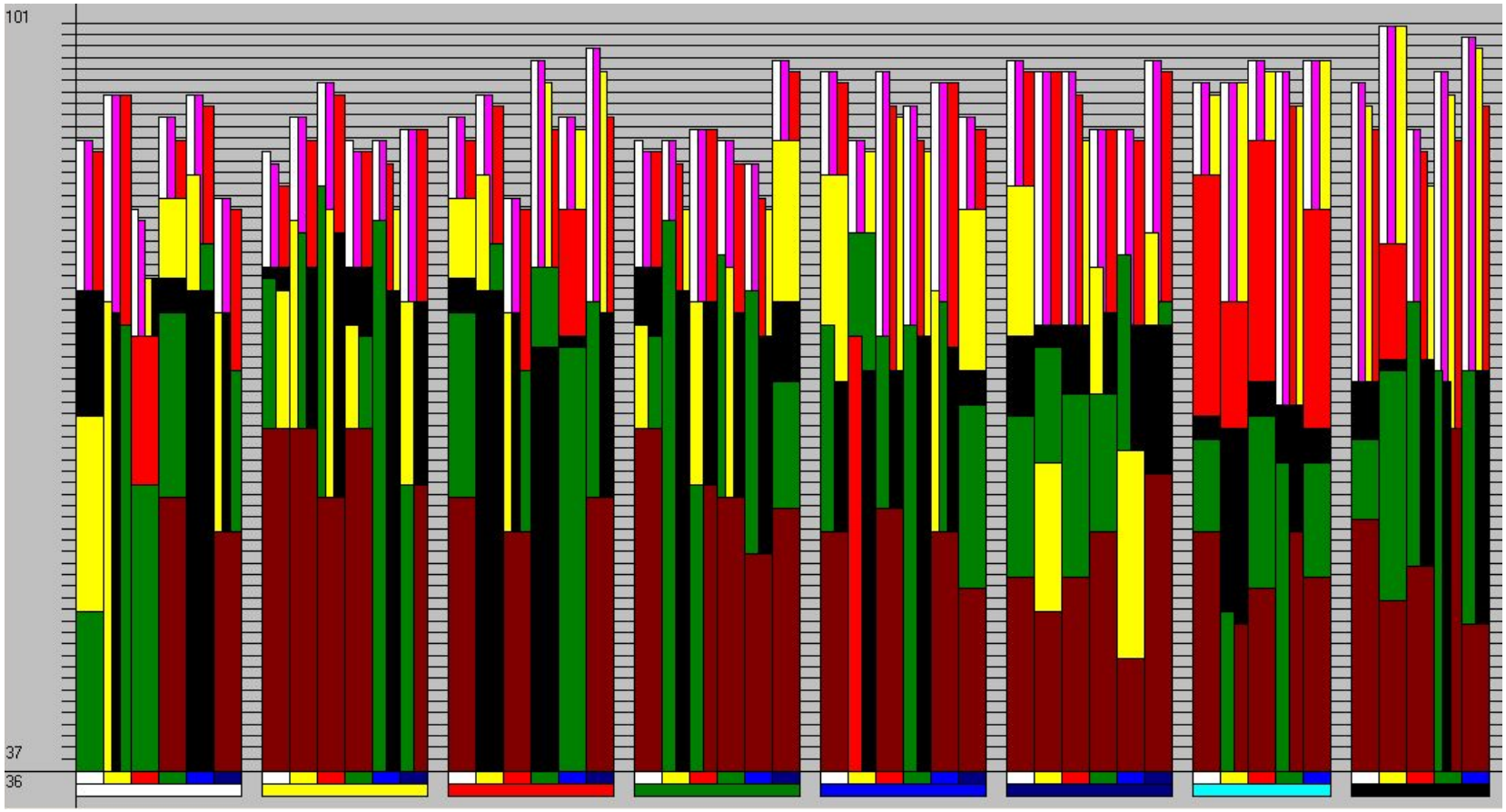
Примечание. Уровень виброскорости ОП-1 при обследовании 6.3 в точке 1В – 90 дБ, 1П – 96 дБ, 1О – 98 дБ.

Таблица 4 – Характеристики сигнала виброускорения ЦВД турбогенераторов

Точка измерения	Значения характеристик виброускорения, м/с^2								Турбо-генератор
	$A_{ср}$	$A_{скз}$	A_{max}	A_{min}	$2A_{max}$	$2A_{ср}$	V_x	E	
1В	0,007	0,462	1,362	-1,025	2,387	0,77	1	-0,635	ТГ-1
	0,161	**1,087**	2,546	-1,763	4,309	**1,796**	0,989	-1,111	**ТГ-2**
1П	0,41	1,031	2,928	-2,256	5,184	1,541	0,918	-1,214	ТГ-1
	0,007	1,278	2,592	-2,374	4,966	2,231	1	-1,254	ТГ-2
1О	0,264	0,4	1,046	-0,628	1,674	0,515	0,751	-2,151	ТГ-1
	0,091	**2,433**	**5,26**	-3,934	**9,194**	**4,3**	0,999	-1,229	**ТГ-2**
2В	0,031	0,312	0,463	-0,645	1,108	0,587	0,995	-0,894	ТГ-1
	0,097	**1,183**	**2,849**	-2,674	**5,524**	**2,015**	0,997	-1,051	**ТГ-2**
2П	0,017	0,702	1,224	-1,5	2,724	1,277	1	-0,802	ТГ-1
	0,112	**1,344**	**3,572**	-2,864	**6,436**	2,216	0,997	-0,818	**ТГ-2**
2О	0,026	0,2	0,421	-0,376	0,797	0,349	0,991	-1,341	ТГ-1
	0,125	**1,195**	**2,468**	-1,758	**4,226**	**2,115**	0,994	-1,426	**ТГ-2**

Примечание: *Aср* – среднее значение; *Аскз* – среднеквадратическое значение; *A*max и *A*min – положительный и отрицательный пик соответственно; 2*A*max – максимальный размах вибросигнала; 2*Aср* – средний размах вибросигнала; *Vx* и *E* – коэффициенты вариации и эксцесса вибросигнала. Частотный диапазон 0,3…100 Гц, время – 1279,5 мс.

Интенсивность ВАИ виброскорости

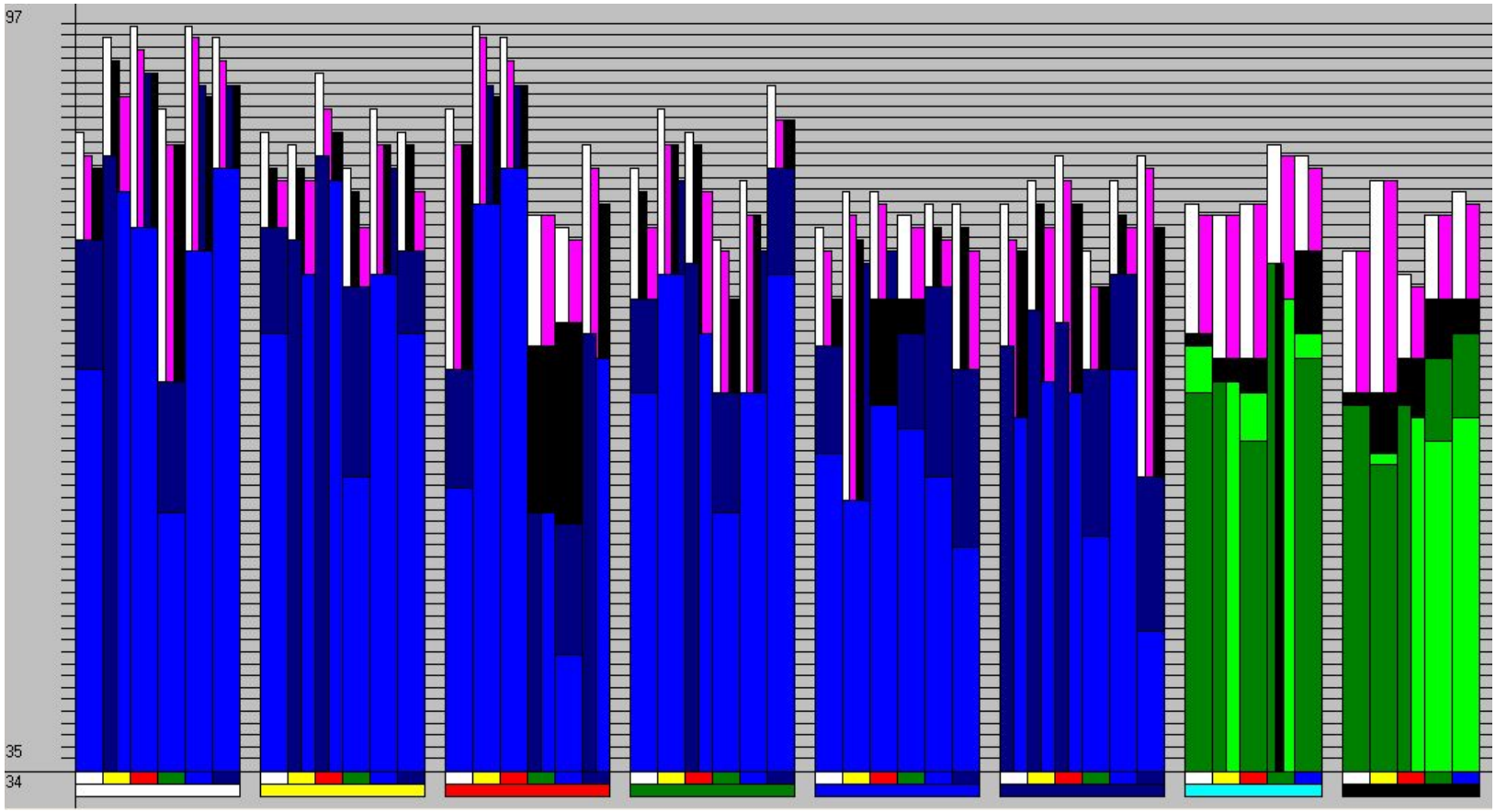


ЦВД ЦСД ЦНД Генератор

ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2

Рисунок 3 – Контурная характеристика турбогенераторов ТГ-1 и ТГ-2 до их ремонта по точкам измерения вибрации: *1 и 2-я группа столбов диаграммы* – 1В, 1П, 1О, 2В, 2П, 2О; *3 и 4-я группа* – 2В, 2П, 2О, 3В, 3П, 3О; *5 и 6-я группа* – 4В, 4П, 4О, 5В, 5П, 5О; *7 и 8-я группа* – 6В, 6П, 6О, 7В, 7П, 7О

Интенсивность ВАИ виброускорения



ЦВД ЦСД ЦНД Генератор

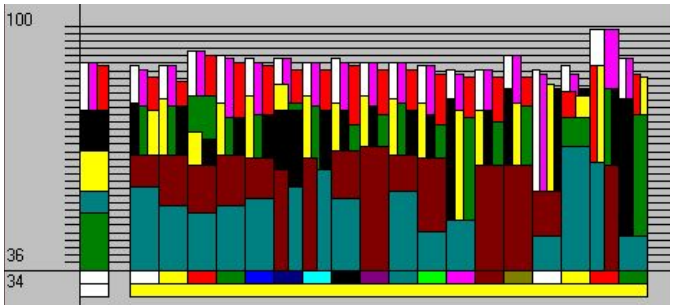
ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2 ТГ-1 ТГ-2

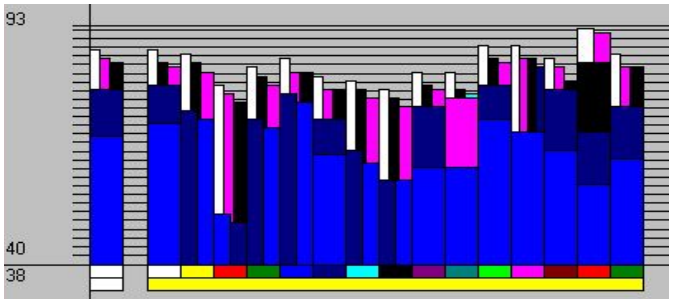
Рисунок 3 – Контурная характеристика турбогенераторов ТГ-1 и ТГ-2 до их ремонта по точкам измерения вибрации: *1 и 2-я группа столбов диаграммы* – 1В, 1П, 1О, 2В, 2П, 2О; *3 и 4-я группа* – 2В, 2П, 2О, 3В, 3П, 3О; *5 и 6-я группа* – 4В, 4П, 4О, 5В, 5П, 5О; *7 и 8-я группа* – 6В, 6П, 6О, 7В, 7П, 7О

ВАИ виброскорости

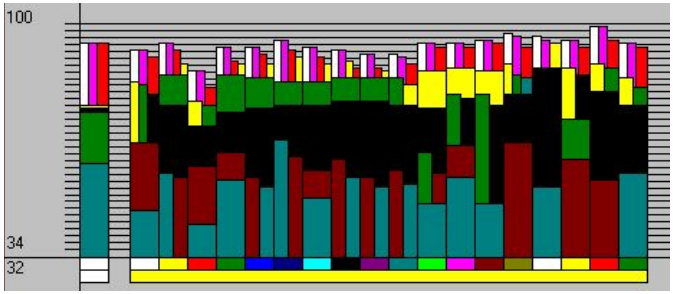
ВАИ виброускорения

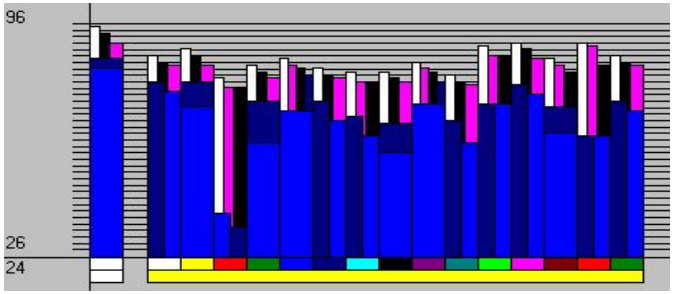
Точка 1В



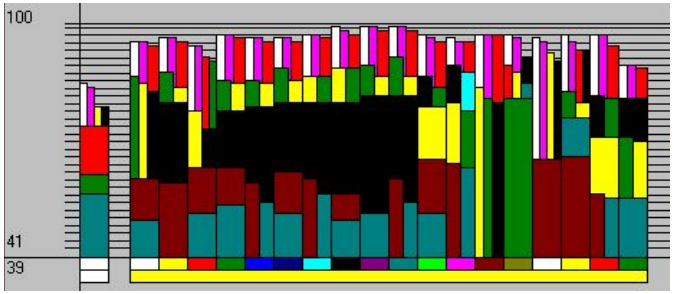


Точка 1П





Точка 1О



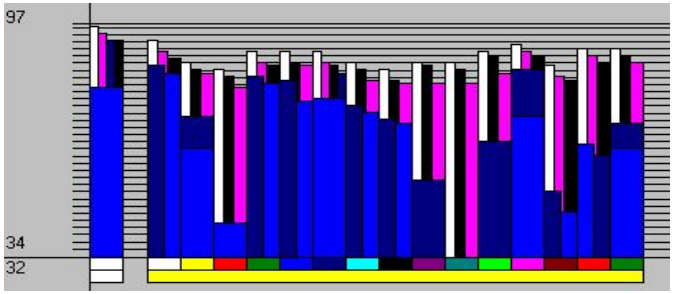
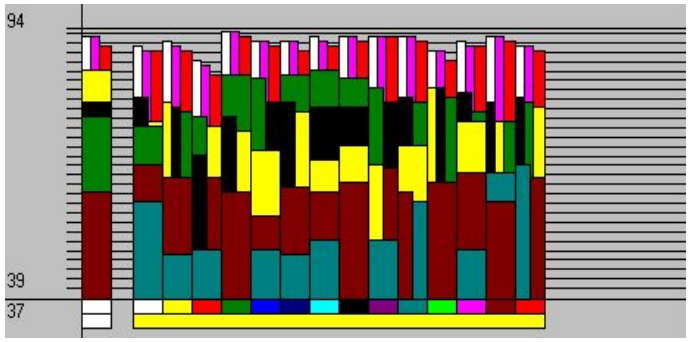


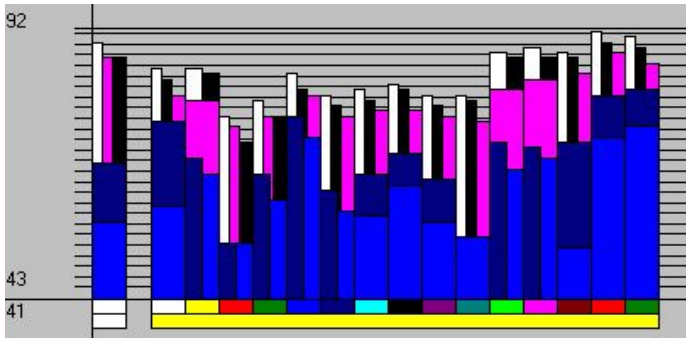
Рисунок 2 – Сравнительная характеристика ВАИ переднего ОП ЦВД:
1-й столб диаграммы – обследование 1.1 ТГ-1;
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 и 16-й столбы – обследования агрегата ТГ-2, соответственно 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2, 2.3; 2.4; 2.5; 2,6; 2,7; 3.1; 4.1; 5.1; 6.1; 6.2; 6.3; 7.1 и 8.1

ВАИ виброскорости

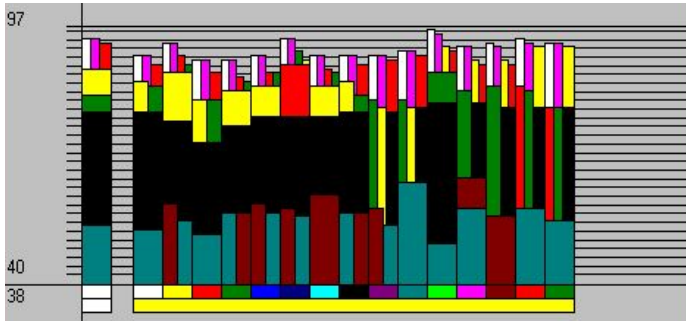
ВАИ виброускорения

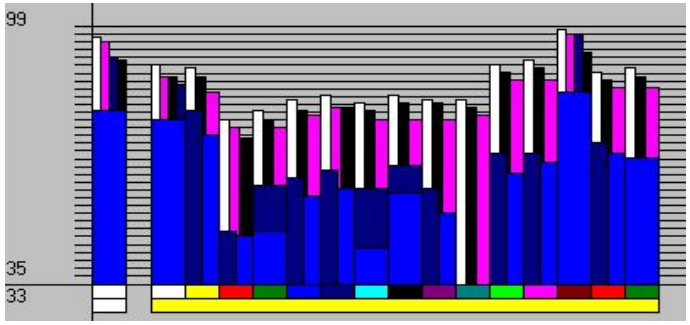
Точка 2В



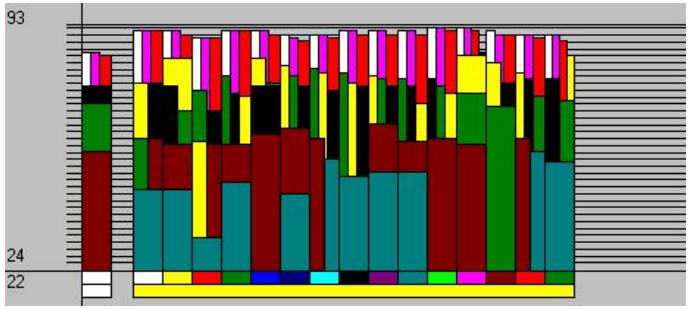


Точка 2П





Точка 2О



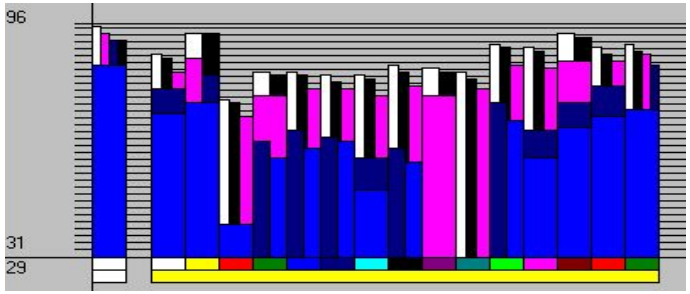
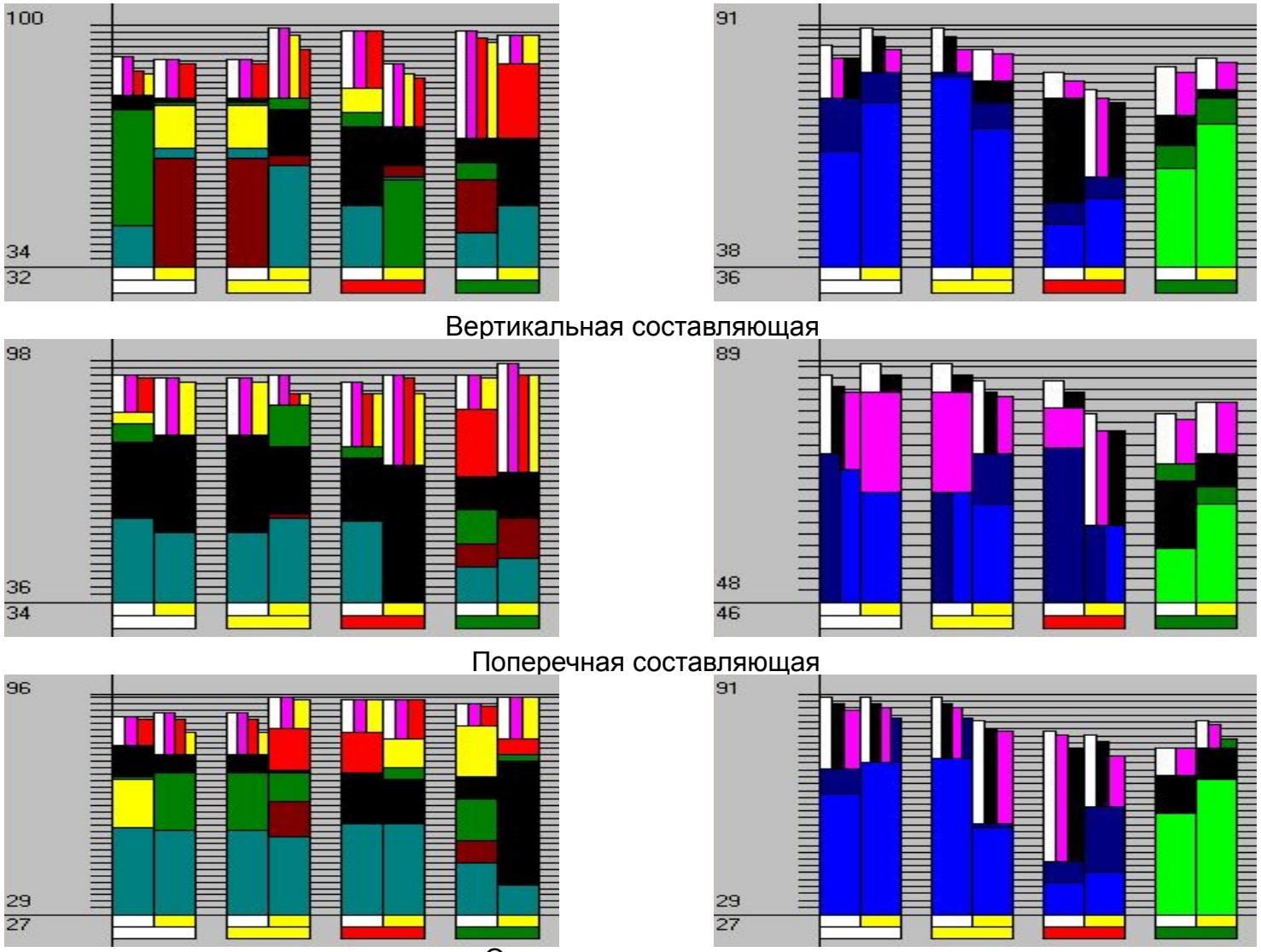


Рисунок 2 – Сравнительная характеристика ВАИ переднего ОП ЦВД:
1-й столб диаграммы – обследование 1.1 ТГ-1;
2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15 и 16-й столбы – обследования агрегата ТГ-2, соответственно 1.1, 1.2, 1.3, 2.1, 2.2, 2.3; 2.4; 2.5; 2,6; 2,7; 3.1; 4.1; 5.1; 6.1; 6.2; 6.3; 7.1 и 8.1

ВАИ виброскорости

ВАИ виброускорения



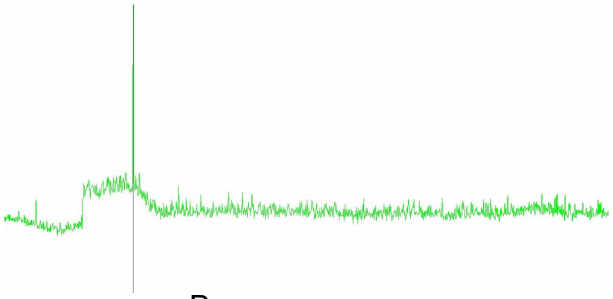
Вертикальная составляющая

Поперечная составляющая

Осевая составляющая

Рисунок 4 – Контурная характеристика ТГ-2, после его ремонтов и вибронададки: *по оси абсцисс* – уровень источника (дБ); *по оси ординат* – точки контроля 1,2…7

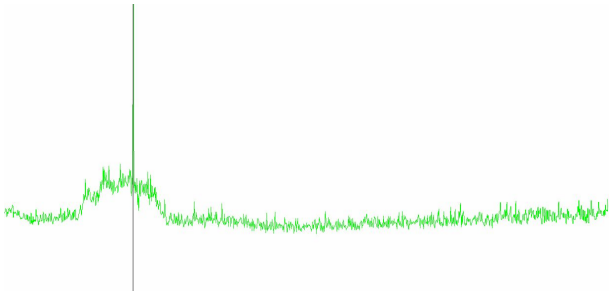
Виброускорение, м/с^2



Время, с

Точка 1В – 97,9 м/2, 741,44 с

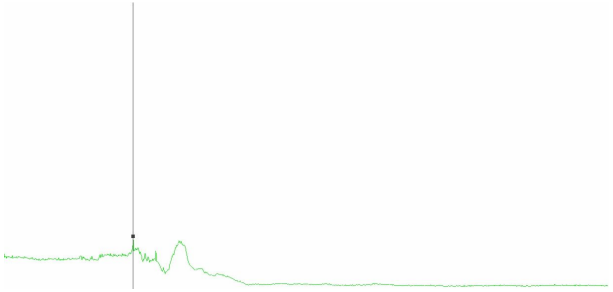
Виброускорение, м/с^2



Время, с

Точка 1П – 54,1 м/с2, 741,44 с

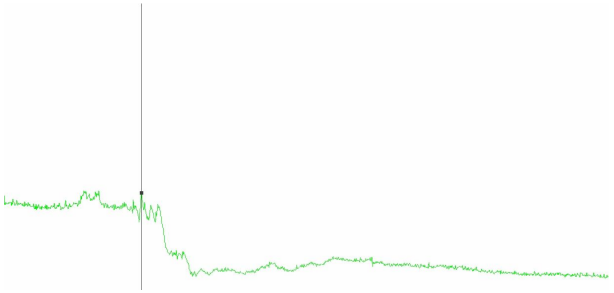
Виброскорость, мм/с



Время, с

Точка 1В – 8,8 мм/с, 741 с

Виброскорость, мм/с

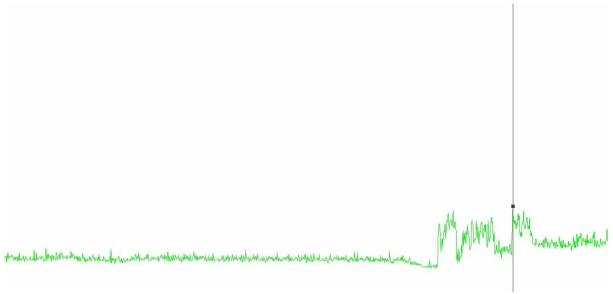


Время, с

Точка 1П – 6,4 мм/с, 789,54 с

Рисунок 5.1 – Тренд виброускорения и виброскорости ТГ-2 при выбеге ротора

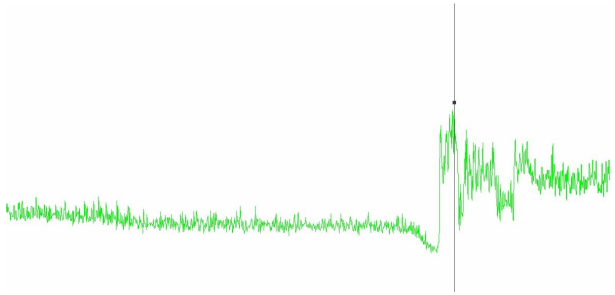
Виброускорение, м/с^2



Время, с

Точка 1В – 27,8 м/с2, 572,583 с

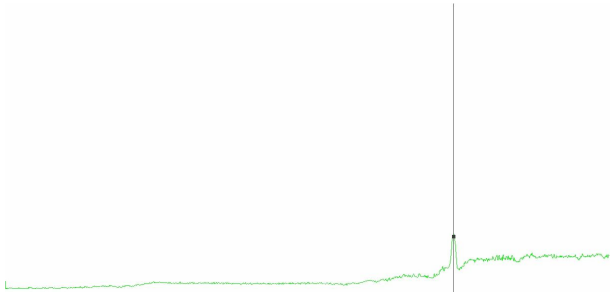
Виброускорение, м/с^2



Время, с

Точка 1П – 24,6 м/с2, 504,34 с

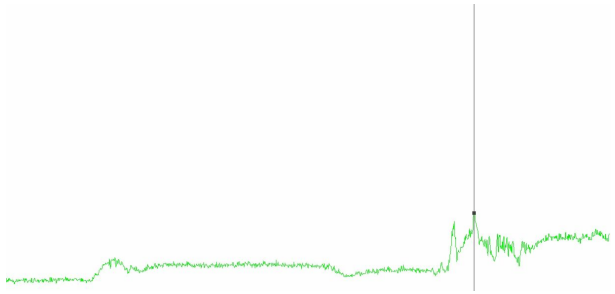
Виброскорость, мм/с



Время, с

Точка 1В – 9,4 мм/с, 504,894 с

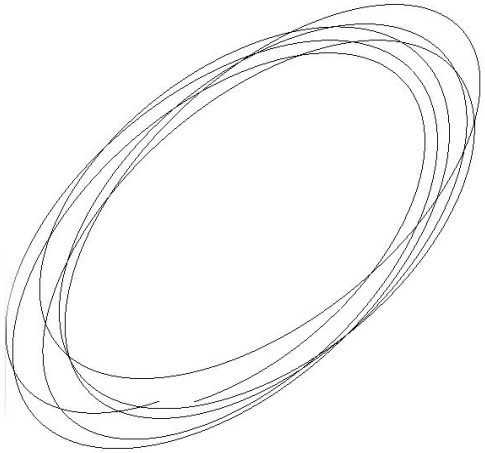
Виброскорость, мм/с



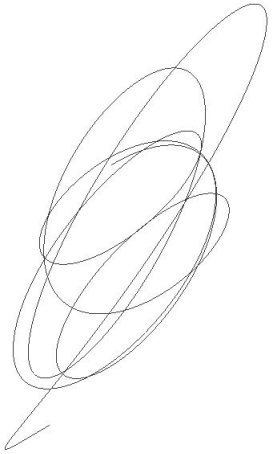
Время, с

Точка 1П – 5,1 мм/с, 526,533 с

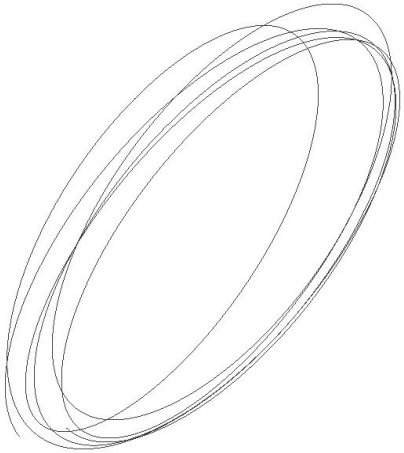
Рисунок 5.2 – Тренд виброускорения и виброскорости ТГ-2 при разгоне ротора



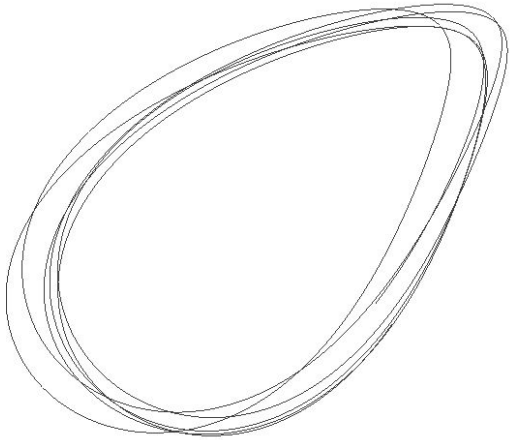
479,742 с



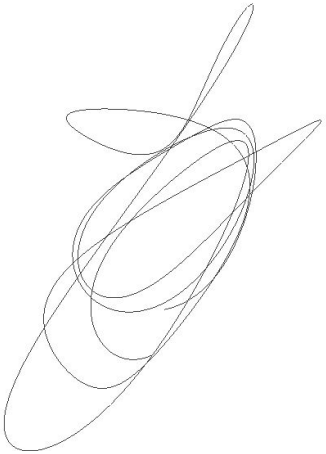
743,003 с



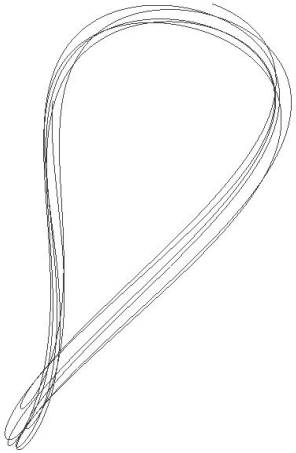
744,351 с



480,055 с



743,003 с



775,186 с

Диапазон 10…50 Гц

Рисунок 6.1 - Изменение фигур Лиссажу ОП-1 ЦВД при выбеге ротора

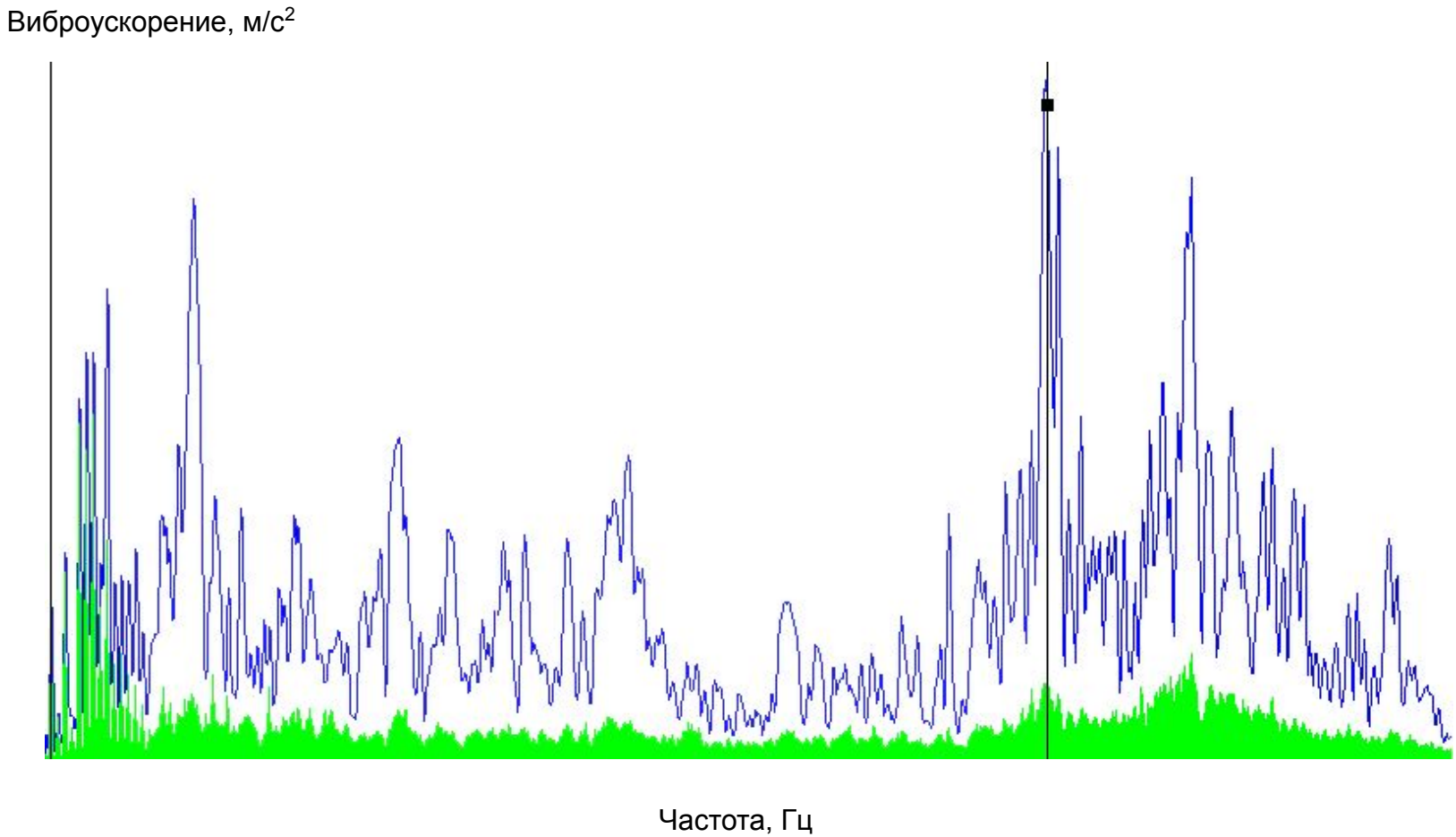
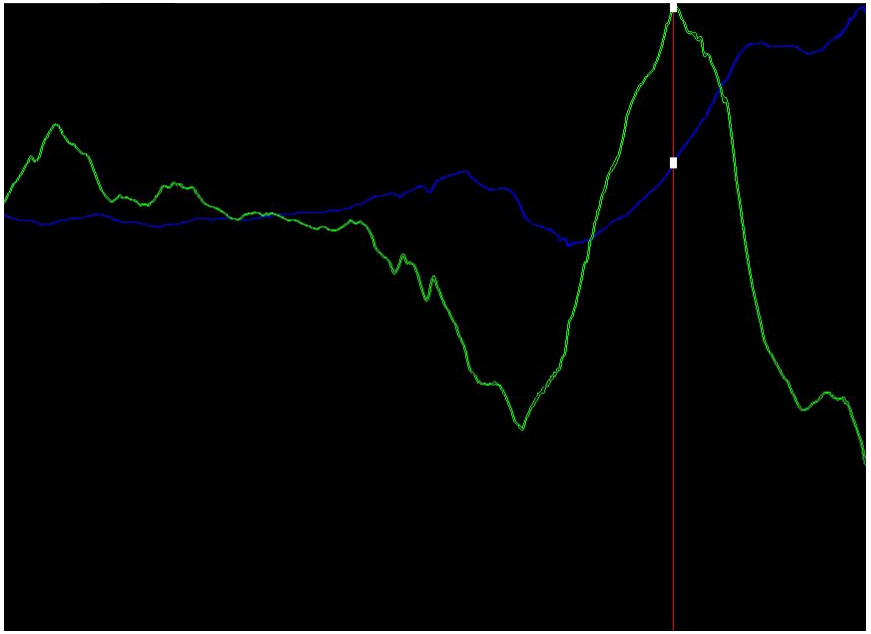
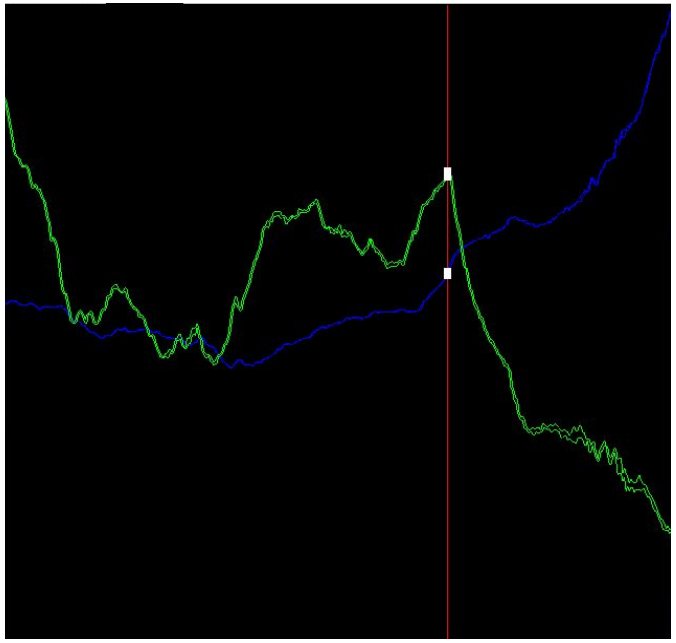


Рисунок 6.2 - Спектр виброускорения при потере устойчивости ротора:
***синий график* – пиковые значения (под курсором – 3,6 м/с2);**
***зеленый график* – среднеквадратичные значения (под курсором**
– суммарное (общее) значение 16,13 м/с2); частота 7129,106 Гц, пик-фактор 7,96,
фаза 240,398°, оборотная частота 50,029 Гц

Виброускорение, м/с^2



а



б

Частота, Гц

Рисунок 7 – АФЧХ виброускорения ТГ-2 при выбеге ротора:
***а* – точка 1В – частота 30,13 Гц, виброускорение 1,3 м/с2, фаза 269,2°;**
***б* – точка 1П – частота 37,41 Гц, виброускорение 0,7 м/с2, фаза 206,8°;**
***синий график* – изменение фазы; *зеленый график* – изменение амплитуды**

Результаты обследований турбогенератора ТГ-2

– по общим значениям виброскорости сложно своевременно обнаружить неисправность составной части турбогенератора и определить ее причину;

– по характеристикам сигнала виброускорения и изменениям интенсивности основных ВАИ видна неисправность ЦВД до его ремонта (не обеспечен требуемый натяг и плохое прилегание вкладышей переднего подшипника, а также дефекты сопряжения частей жесткой муфты и центровки валов по полумуфтам) и генератора (проблемы активного железа статора и его обмоток);

– при выбеге ротора ЦВД происходила кратковременная потеря его устойчивости (удар), при которой пиковое значение виброускорения достигало величины – 97,7 м/с2 – "опасно", общий его уровень определялся высокочастотными составляющими спектра, к сожалению, после ремонта турбогенератора оценку по трендам не проводили, т.к. применявшимся анализатором вибрации невозможно это сделать;

– установка грузов на муфте ЦВД и ЦСД позволила снизить общий уровень виброскорости на переднем подшипнике ЦВД до регламентированной нормы (компенсировали дефекты сопряжения полумуфт, дисбаланс ротора ЦВД – консольной части ротора ЦСД переместился на основной его участок, а дисбаланс ротора ЦСД на ротор ЦНД). Проблема полностью не решена. Интенсивность ВАИ спектра виброскорости не достигла значений ТГ-1 и тех, которые были до ремонта ТГ-2, но уровень осевой составляющей ОП-1 снизился. Уровни виброскорости увеличились в других точках агрегата: 3В и 4В, а также возросла нагрузка на проточные части ЦВД и ЦСД;

– после ремонтов турбогенератора значительно улучшилось состояние генератора, но проблемы в нем еще остались;

– при ремонте агрегата необходимо следить за центровкой роторов по полумуфтам и по расточкам статора, качеством их сопряжения и обеспечением жесткости подшипников и опор агрегата;

– после ремонта и проведения балансировки роторов турбины необходимо обязательно оценивать изменения интенсивности ВАИ виброскорости и виброускорения (при оперативном анализе спектров виброскорости виброускорения: общий ее уровень должен определятся уровнем 1-й оборотной, уровень 2-й оборотной должен быть ниже уровня 1-й гармоники оборотной на 4…6 дБ, уровень 3-й оборотной – на 6…9 дБ; уровень боковых лопаточных и зубцовых гармоник должен быть ниже уровней основных гармоник на 6 дБ и др. [5,7 и 13]).

Выводы

1. Стационарная система вибрационного мониторинга турбогенераторов ТЭС позволяет обеспечить только контроль общих среднеквадратических значений виброскорости подшипников, что не позволяет своевременно выявить отклонения от нормального их функционирования. Для оценки технического состояния составных частей турбогенераторов необходимо дополнительно применять полустационарную систему мониторинга и диагностики, которая должна иметь необходимые технические средства, методические материалы и экспертное программное обеспечение. Затраты на создания такой системы для всего оборудования ТЭС значительно ниже, чем расходы на модернизацию и обеспечение работоспособности существующей стационарной системы одного агрегата. Организация ТОиР всего основного технологического оборудования ТЭС по фактическому состоянию и повышение его качества позволит значительно снизить эксплуатационные затраты и риски предприятия, повысить надежность и безопасность оборудования.

2. Оценка состояния турбогенераторов контроля по изменениям интенсивности их основных ВАИ и показателей назначения, а также по изменениям характеристик вибрационного сигнала, АФЧХ и трендов позволяет своевременно выявить неисправности турбогенераторов и оперативно принять решение по проведению ТОиР. Этот метод успешно апробирован на нефтеперерабатывающих заводах, химических и газоперекачивающих предприятиях. Оценку состояния турбогенераторов можно проводить на расстоянии, после обучения и приобретения технических средств для проведения вибрационных обследований. На многих ТЭС уже приобретены сборщики данных – одноканальные или двухканальные анализаторы вибрации.

Литература

- *Стеценко А.А., Стеценко О.А.* Стандартизация в области вибрации, контроля технического состояния, диагностики и прогнозирования ресурса промышленных машин / Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2006. – №2. – С. 34-43.
- *Репин В.Н., Стеценко А.А., Стеценко О.А.* Опасности насосного и компрессорного оборудования / Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2007. – №3. – С. 37-45.
- *Стеценко А.А., Стеценко С.А.* Подтверждение декларации безопасности насосного и компрессорного оборудования / Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2009. – №1. – С. 49-56.
- *Оценка* технического состояния составных частей ГПА-25И по вибрационным характеристикам и декларация его безопасности / А.И. Мамонов, В.В. Рудко, А.А. Стеценко, О.А. Стеценко // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2009. – №2. – С. 25-33.
- *Совершенствование* оценки технического состояния ГТД и обеспечение их безопасной эксплуатации / А.А. Стеценко, О.А. Стеценко, П.В. Королев и др. // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2011. – №4. – С. 25-37.
- *Стеценко А.А., Бедрий О.И., Стеценко О.А.* Совершенствование контроля и оценки технического состояния турбомашин / Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2008. – №1. – С. 13-30.
- *Стеценко А.А., Стеценко О.А.* Обеспечение безопасности и надежности промышленных машин / Інформаційний бюлетень з промислової безпеки – К.: ННДІПБОП, 2010. – №3. – С.13-24 (часть 1-я) и №4 (часть 2-я) – 8 с.
- *Система* обеспечения надежности и безопасности насосного и компрессорного оборудования / А.А. Стеценко, О.И. Бедрий, Е.А. Долгов, О.А. Стеценко // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2006. – №1. – С. 45-53.
- *Программа* для экспертной диагностики машин / А.А. Стеценко, О.И. Бедрий, Е.А. Долгов, О.А. Стеценко // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2007. – №1. – С. 20-29.
- *Голдин А.С.* Вибрация роторных машин. – М.: Машиностроение, 1999. – 334 с.
- *Система* технического обслуживания и ремонта технологического и теплоэнергетического оборудования химических предприятий Министерства промышленной политики Украины (система ТОиР). – К.: ОАО "Укртеххимпром". – 1998. – 432 с.
- *ДСТУ* 3161-95. Компрессорное оборудование. Определение вибрационных характеристик центробежных компрессоров и нормы вибрации. – К: Госстандарт Украины, 1995. – 17 с.
- *Низкочастотные* колебания в турбомашинах / В.И. Кармазин, Ю.Л. Сушильников, А.А. Стеценко, О.А. Стеценко // Вибрация машин: измерение, снижение, защита. – 2009. – №4. – С. 11-19.
- *Технические* средства диагностирования: Справочник / В.В. Клюев, П.П. Пархоменко, В.Е. Абрамчук и др. Под. общ. ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 1989. – 672 с.
- *Радиолокационные* системы для диагностирования машин и механизмов / М. Критенко, А. Масловский, Л. Меньшиков, В. Маскаленко // Электроника: наука, технология, бизнес – 2001. – №1. – С. 56-60.